



João Pedro Valadas Pereira Marques

Licenciado em Engenharia e Gestão Industrial

**Eficiência energética na Agroindústria:
Estudo de caso numa indústria de
processamento de tomate**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia das Energias Renováveis

Orientador: Doutor João Murta Pina, Professor Auxiliar, Faculdade
de Ciências e Tecnologia,
Universidade Nova de Lisboa

Co-orientador: Doutor Pedro Pereira, Professor Auxiliar, Faculdade
de Ciências e Tecnologia,
Universidade Nova de Lisboa

Presidente: Doutor Luís Filipe Figueira de Brito

Arguente: Doutor Rui Miguel Amaral Lopes

Vogal: Doutor João Murta Pina

Fevereiro, 2020



**FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA**

Eficiência energética na Agroindústria: Estudo de caso numa indústria de processamento de tomate

Copyright © João Pedro Valadas Pereira Marques, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Gostaria de em primeiro lugar agradecer à SUGAL, pela oportunidade. De destacar o excelente ambiente em que fui integrado por toda a equipa da área industrial da fábrica de Benavente. Deixo um obrigado especial para a Engenheira Ana Sales, à Elizabete Luiz e ao Pedro Mendes.

A todos os docentes envolvidos em todo o meu percurso, pelos conhecimentos transmitidos durante o mesmo, em especial aos professores João Murta Pina e Pedro Pereira pela ajuda na elaboração deste trabalho.

A todos os meus amigos e colegas com os quais partilhei a sala de aula durante o meu percurso universitário, uma vez que proporcionaram um ambiente estimulante durante o mesmo, um agradecimento especial ao Gustavo Marques, ao Pedro Godinho e à Raquel Rodrigues.

À minha família que me acompanhou durante este percurso, sem eles nada disto seria possível. Em especial à minha mãe pelo apoio, carinho e conselhos dados durante toda a minha vida.

E por último, à pessoa que acompanhou de perto todos as dificuldades e alegrias durante estes últimos anos. Obrigado, Catarina Névoa, pela paciência, pela atenção e por toda a ajuda.

Resumo

O estudo de medidas de eficiência energética torna-se incontornável em todas as atividades económicas e por maioria de razão nas indústrias, considerando que se assume serem as indústrias um dos principais responsáveis na produção de gases poluentes decorrentes dos seus altos consumos energéticos. O acompanhamento dos consumos e a introdução de medidas corretivas é assumido como fator de sustentabilidade ambiental e económica.

A presente dissertação visa a avaliação de medidas que tenham como base a eficiência energética, de acordo com a realidade fabril do complexo industrial da empresa em estudo, a fábrica de Benavente da SUGAL.

Neste caso em específico, conclui-se como mais eficiente a substituição, se possível, de combustíveis fósseis na conversão local de energia, por fontes de energia renováveis, mais concretamente, energia solar, térmica e fotovoltaica.

Esta dissertação foi feita ao abrigo do Decreto-lei n.º 153/2014.

A dissertação apresenta os métodos aplicados para a simulação de produção, bem como a avaliação económica das mesmas em comparação com a atual solução, através da simulação por cenários alternativos. A dissertação inclui medidas de eficiência energética consideradas adequadas, propostas de estudo e trabalho futuros.

Palavras-chave: Indústria; Produção energética; Eficiência energética; Auditoria energética.

Abstract

The study of energy efficiency measures becomes essential in all economic activities and, mainly, in Industry, considering that it is assumed that industries are one of the main responsible for the production of polluting gases resulting from their high energy consumption. The monitoring of consumption and the introduction of corrective measures is assumed as a factor of environmental and economic sustainability.

This dissertation aims to evaluate measures based on energy efficiency, according to the industrial reality of the industrial complex of the company under study, the SUGAL Benavente factory.

In this particular case, it is concluded that the substitution, if possible, of fossil fuels in local energy production by renewable energy sources, namely solar, thermal and photovoltaic energy, is more efficient.

This dissertation was made under Decree-Law No. 153/2014.

The dissertation presents the applied methods for the production simulation, as well as the economic evaluation of them, in comparison with the current solution, through the simulation by alternative scenarios. The dissertation includes energy efficiency measures considered appropriate, and proposals for future study and work.

Keywords: Industry; Energy production; Energy efficiency; Energy audit

Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Índice de Figuras	xi
Índice de tabelas	xiii
Lista de Abreviaturas	xv
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos da dissertação	1
1.3 Contribuições.....	2
1.4 Organização da dissertação.....	2
2 Estado de Arte	3
2.1 Eficiência energética	3
2.2 Indústria.....	5
2.2.1 Agroindústria	6
2.3 Energia solar	9
2.3.1 Solar fotovoltaico	9
2.3.2 Solar térmico	13
2.3.3 Avaliação económica de projetos.....	19
3 Métodos.....	21
3.1 Insolação	21
3.2 Central fotovoltaica.....	22
3.2.1 Escolha do inversor	22
3.2.2 Produção	24
3.2.3 Parâmetros económicos.....	25
3.3 Central térmica	25
3.3.1 Produção	26
3.3.2 Parâmetros económicos.....	27
3.4 Efeito de sombreamento	28

4	Estudo de Caso.....	29
4.1	Complexo de Benavente	29
4.1.1	Área Industrial	29
4.1.2	Área Retalho.....	33
4.2	Consumos energéticos.....	34
4.2.1	Energia elétrica.....	34
4.2.2	Energia térmica	35
4.2.3	Tarifas.....	36
5	Análise de Resultados	39
5.1	Central fotovoltaica.....	39
5.1.1	Escolha dos módulos	40
5.1.2	Escolha do inversor	41
5.1.3	Custos.....	42
5.1.4	Produção	43
5.1.5	Análise económica	44
5.1.6	Disposição da central	47
5.2	Central térmica	48
5.2.1	Escolha do coletor	49
5.2.2	Custos.....	49
5.2.3	Produção	51
5.2.4	Avaliação económica.....	53
5.2.5	Disposição da central	55
6	Conclusão e trabalhos futuros	57
6.1	Conclusão.....	57
6.2	Trabalhos futuros.....	58
	Referências bibliográficas	59

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Evolução do consumo energético mundial (BP, 2018).....	3
Figura 2.2 - Evolução do consumo final de energia em Portugal (ADENE, 2018)	5
Figura 2.3 - Consumo de energia final por subsectores da indústria transformadora (ADENE, 2018)	6
Figura 2.4 - Fluxos de consumo de energia nas cooperativas espanholas, exemplo para agroindústria de primeira transformação com uma capacidade de 11.000 toneladas por ano (Arianna Latini, Viola, Scoccianti, & Campiotti, 2014)	7
Figura 2.5 - Principais processos na cadeia de produção de frutos e legumes (A Latini et al., 2015)	8
Figura 2.6 - Consumos típicos dos processos produtivos de indústrias italianas de segunda gama (Arianna Latini, Viola, Scoccianti, et al., 2014).....	8
Figura 2.7 - Representação esquemática UPAC	10
Figura 2.8 -Representação esquemática de uma UPP	10
Figura 2.9 - Coletores planos com cobertura (AIGUASOL, 2016)	14
Figura 2.10 - Coletor tubo evacuado (Pereira, 2010).....	14
Figura 2.11 - Concentrador Parabólico Composto (Spasiano, Marotta, Malato, Fernandez-Ibañez, & Di Somma, 2015)	15
Figura 2.12 -Coletor Cilíndrico Parabólico (AIGUASOL, 2016)	16
Figura 2.13 - Coletor Linear Fresnel (AIGUASOL, 2016)	16
Figura 3.1 – Irradiância e Temperatura média.....	21
Figura 3.2 -Médias horárias de irradiância e temperatura para o mês de janeiro	22
Figura 3.3 - Esquema ilustrativo da distância entre módulos (Amaral, 2018).	28
Figura 4.1 - Fluxograma processo concentrado	30
Figura 4.2 - Fluxograma processo cubos.....	32
Figura 4.3 - Fluxograma área do retalho.....	33
Figura 4.4 - Consumos de energia elétrica de referência	34
Figura 4.5 - Simulação do consumo anual da fábrica	35
Figura 4.6 - Consumos de energia térmica na forma de vapor	36
Figura 4.7 -Preço médio anual do Gás Natural.....	37

Figura 5.1 - Representação gráfica da produção energética mensal ao longo do ciclo de vida	44
Figura 5.2 - Representação gráfica dos Cash Flows anuais e do Cash Flow acumulado	46
Figura 5.3 - Representação Gráfica do VAL e do TIR da central fotovoltaica	47
Figura 5.4 - Representação da Central Fotovoltaica	48
Figura 5.5 - Representação gráfica dos CashFlow Anuais e Acumulado, cenário TV	53
Figura 5.6 - Representação gráfica dos CashFlows Anuais e Acumulado, cenário TA	54
Figura 5.7 - Representação gráfica VAL e TIR cenário TV	55
Figura 5.8 - Representação gráfica VAL e TIR, cenário TA	55
Figura 5.9 - Representação Central Térmica, cenário TA	56
Figura 5.10 - Representação Central Térmica, cenário TV	56

Índice de tabelas

Tabela 2.1 - Obrigações legais de uma UPAC	11
Tabela 2.2 - Resumo da situação legal atual quanto às unidades de produção fotovoltaicas ...	12
Tabela 2.3 - Taxas de registo praticadas a unidades de produção	12
Tabela 2.4 - Integração ao nível da produção (Schmitt, 2016).....	18
Tabela 2.5 - Integração ao nível da produção (Schmitt, 2016).....	18
Tabela 4.1 - Períodos do tarifário de energia elétrica	36
Tabela 5.1 - Características técnicas do módulo Policristalino 320 W BYD Classe A	40
Tabela 5.2 - Características inversor Sungrow SG125HV-V122	41
Tabela 5.3 - Custos do central solar Fotovoltaica.....	42
Tabela 5.4 - Produção de energia elétrica, PV - Dia 1 de janeiro.....	43
Tabela 5.5 - Cash Flows do ano de referência da instalação	45
Tabela 5.6 - Resumo dos indicadores económicos da Central Fotovoltaica	46
Tabela 5.7 - Resultados para a disposição dos módulos	48
Tabela 5.8 - Características do coletor Vacuum Tube Collectors CPC 18 INOX.....	49
Tabela 5.9 - Custos da central solar térmica	50
Tabela 5.10 – Produção de energia térmica, TV, dia de referência, janeiro.	51
Tabela 5.11 - Produção de energia térmica, TA, dia de referência, abril	52
Tabela 5.12 - Resumo da situação energética de cada cenário.....	52
Tabela 5.13 - Resumo da avaliação económica de cada cenário	54
Tabela 5.14 - Resultados para a disposição dos coletores	56

Lista de Abreviaturas

ADENE	Agência para a Energia
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
UPP	Unidade de Pequena Produção
UPAC	Unidade de Produção para o Autoconsumo
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
SEM	Sistema Elétrico Nacional
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
CPC	Concentradores Parabólicos Compostos
CCP	Coletores Cilíndricos Parabólicos
VAL	Valor Atual Líquido
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
PRI	Período de Recuperação do Investimento
LCOE	Custo Normalizado da Energia (<i>Levelized Cost Of Energy</i>)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
DC	Corrente contínua (<i>Direct Current</i>)
AC	Corrente alternada (<i>Alternating Current</i>)

1 Introdução

Este capítulo tem como finalidade introduzir a presente dissertação. Inicialmente será apresentado a motivação que justificou este tema de dissertação, sendo que posteriormente serão demonstrados os objetivos da mesma, bem como a sua organização.

1.1 Motivação

Os combustíveis fósseis ainda são muito importantes na nossa sociedade, sendo responsáveis por parte da emissão de gases com efeito de estufa. A excessiva exploração destes recursos, que pode levar à sua escassez, exige que sejam equacionadas novas soluções para os processos em que os mesmos são utilizados. O consumo destes recursos prende-se, por exemplo com a geração de energia. (ADENE, 2018).

Para uma indústria menos dependente de combustíveis fósseis, é essencial garantir que a estratégia de evolução esteja assente num desenvolvimento sustentável em todos os setores. No setor energético a aposta em soluções de que visem a eficiência energética parece ser um caminho a seguir, (Iorgulescu, 2017)

A aposta, por parte das indústrias, em tecnologias e soluções que visem a diminuição do consumo energético, o uso racional da energia e políticas de consciencialização, pode significar uma diminuição considerável nos custos energéticos existentes. (Iorgulescu, 2017).

O estudo de caso, indústria do tomate, tem uma variável que a diferencia de outras indústrias, a sazonalidade. É uma das menos dispensáveis à vida humana moderna e também uma das mais consumidoras entre as indústrias de transformação (ADENE, 2018).

1.2 Objetivos da dissertação

Nesta dissertação pretende-se descobrir e apresentar soluções viáveis que visem a eficiência energética em indústrias, sendo este o objetivo principal. Para tal é necessário o cumprimento de alguns objetivos secundários tais como:

- Caracterização energética
- Identificação de oportunidades de melhoria
- Definição e simulação dos métodos das oportunidades escolhidas
- Análise da viabilidade económica

A soluções encontradas serão aplicadas a um estudo de caso, na área da agroindústria, que incidirá sobre o complexo Industrial de Benavente do Grupo Sugal.

1.3 Contribuições

Esta dissertação tem como contribuição o desenvolvimento de uma metodologia para dimensionamento de duas centrais solares numa indústria sazonal. A primeira é uma central solar fotovoltaica. A segunda é uma central solar térmica com recurso à tecnologia Coletores Parabólicos Compostos, incluindo armazenamento da energia térmica produzida se for necessário.

1.4 Organização da dissertação

A presente dissertação encontra-se estruturada em 6 capítulos.

No capítulo 1, o atual, são apresentadas as motivações da realização da dissertação, os seus objetivos, bem como a sua organização

No capítulo 2, realiza-se a revisão bibliográfica, sendo o mesmo dividido em três subcapítulos. O primeiro, referente à eficiência energética, procura explicar a preocupação com esta temática, apresentar as políticas e objetivos europeus e nacionais, bem como algumas medidas aplicáveis. O segundo, onde é apresentado o contexto nacional referente à agroindústria. E o terceiro, referente à energia solar, onde é apresentada uma breve história da mesma e as tecnologias solar fotovoltaico e solar térmico.

No capítulo 3, são apresentadas as metodologias para a execução da dissertação. Primeiro para a obtenção dos dados de insolação. Seguido da simulação dos consumos e as tarifas de referência. Posteriormente são apresentadas as metodologias para a central solar fotovoltaica e para a central solar térmica.

No capítulo 4 é apresentado o complexo industrial em estudo, o seu processo, bem como as áreas de possível localização das centrais solares.

No capítulo 5, são apresentados e discutidos os resultados obtidos através da elaboração da dissertação, especificando os pontos ótimos de cada um tendo em vista a viabilidade económica.

No capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões retiradas desta dissertação bem como a sugestão de alguns trabalhos futuros referentes ao complexo industrial

2 Estado de Arte

Após a introdução desta dissertação, neste capítulo pretende-se apresentar um enquadramento necessário à execução da mesma, sendo que inicialmente será abordado o tema da eficiência energética. De seguida será explicada a caracterização do consumo energético das indústrias, com um maior foco no setor agroindustrial. Para culminar será abordado o tema da energia solar, expondo os tipos de energia possíveis de explorar neste contexto.

2.1 Eficiência energética

A energia, quando utilizada desnecessariamente, pode representar um grande desperdício das fontes primárias, culminando num grande consumo de combustíveis fósseis, uma vez que o mix energético mundial ainda é bastante dependente dos mesmos, como é possível verificar na Figura 2.1. (British Petroleum, 2018).

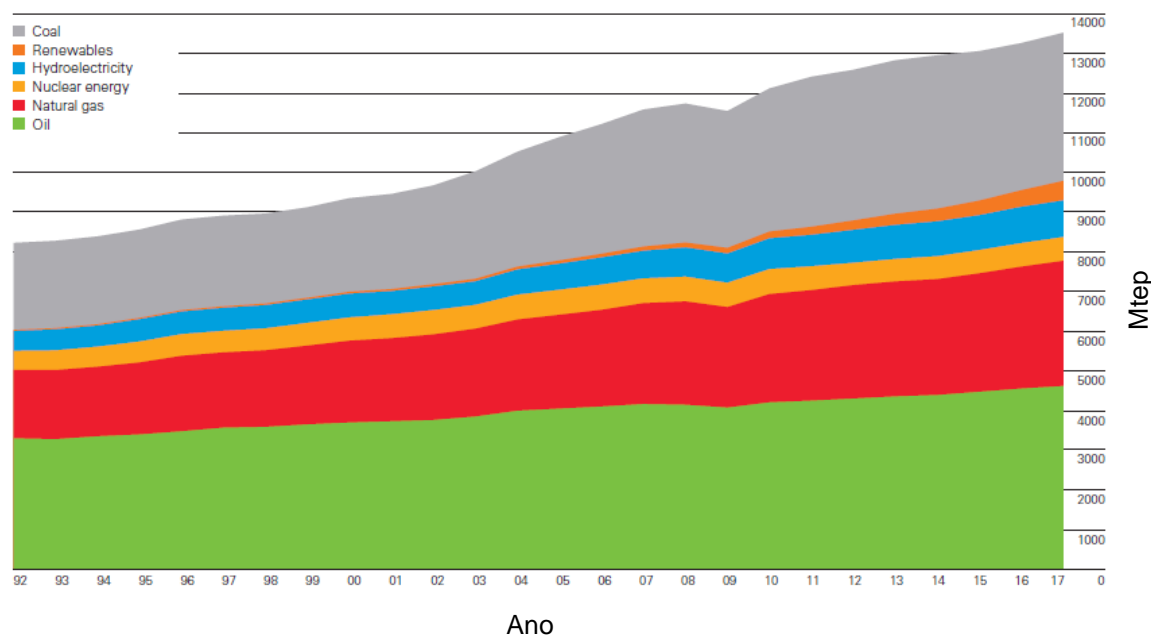


Figura 2.1 - Evolução do consumo energético mundial (BP, 2018)

As alterações climáticas observadas criaram uma crescente preocupação ambiental entre os estados membros da União Europeia. Por esta razão estes estados membros têm vindo a adotar políticas que procuram a redução das emissões de gases com efeito de estufa para a atmosfera (Dahlbom, Greer, Egmond, & Jonkers, 2009).

Com o intuito de orientar as políticas dos estados membros da União Europeia, foram criadas diretivas de eficiência energética com algumas medidas aplicáveis. O objetivo europeu é que em 2020 haja uma melhoria na eficiência energética que ronde os 20%. De forma a cumprir os objetivos propostos é requerido que os países usem a energia mais eficientemente em toda a sua cadeia de abastecimento. Em 2016 esta diretiva foi reformulada, passando o objetivo a ser conseguir que a eficiência energética atinja os 30% em 2030, com o objetivo de tornar a Europa

numa economia baseada na eficiência energética, diminuindo as suas emissões. Os contributos de cada país devem ter em conta as suas necessidades e especificidades, refletindo-se em medidas e metas diferentes para todos os estados membros, para ser possível alcançar os objetivos propostos (Europeia, 2020)

Além dos objetivos de eficiência energética, em 2020 é esperado que a união europeia seja capaz de atingir, tendo como referência os níveis de 1990, uma redução em 20% dos gases com efeito de estufa, um aumento de 20% de energias renováveis no consumo final bruto, bem como conseguir reduzir o consumo de energia primária num total de 20% em relação à projeção feita para o consumo de 2020 (Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 de 10 Abril, 2013)

De forma a diminuir os impactos das alterações climáticas, e melhorar a fiabilidade do sistema elétrico, têm vindo a ser tomadas medidas políticas, que visam à promoção da eficiência energética. A energia é essencial para o desenvolvimento tecnológico, no entanto a sua produção afeta o ambiente. As indústrias têm um papel importante como grandes consumidoras, sendo necessário que as mesmas adotem medidas que visem a sustentabilidade, procurando sempre um uso racional da energia, visando, se possível, uma diminuição de energia consumida (Zanoli, Barboni, Cocchioni, & Pepe, 2018).

Nas indústrias existem ainda bastantes possibilidades de integração de medidas que visam a eficiência energética, uma vez que os complexos industriais são grandes consumidores de energia e ainda existem alguns obstáculos organizacionais. Estas medidas, possíveis apesar de economicamente viáveis, são algumas vezes descartadas por desconhecimento sobre as mesmas e por não existir uma avaliação multicritério sobre a mesma (Sola & Mota, 2015).

Existem diversas medidas, aplicáveis às indústrias que visam a eficiência energética, entre as quais (Krewitt et al., 2009):

- Substituição de Equipamentos;
- Substituição da Iluminação;
- Afinação de Motores / máquinas;
- Otimização da utilização de combustíveis;
- Caldeiras;
- Melhoria do sistema de climatização;
- Reaproveitamento térmico;
- Inclusão de sistemas de produção com fontes de energia renovável;
- Políticas Energéticas;
- Outros.

2.2 Indústria

As indústrias extrativa e transformadora representavam apenas 5,6% das empresas em Portugal no ano de 2016, (Instituto Nacional de Estatística, 2016). Contudo, estes sectores de atividade têm um peso relevante na economia portuguesa. A indústria transformadora necessita de diversos tipos de fontes de energia para colmatar as suas necessidades. (Iorgulescu, 2017) Do consumo energético a nível nacional é responsável por cerca de 27% da energia final consumida. Apenas os transportes contam com uma parcela maior do mesmo. Através da Figura 2.2 é possível observar a evolução do consumo de energia final em Portugal.

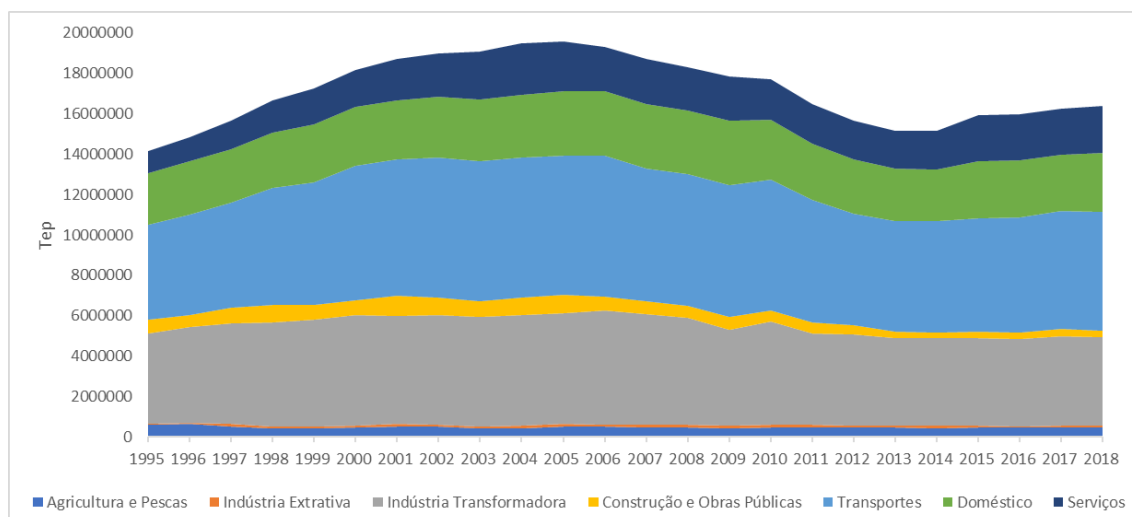


Figura 2.2 - Evolução do consumo final de energia em Portugal (ADENE, 2018)

A indústria transformadora, tem diversos subsectores, baseados na matéria prima utilizada. De forma a ser mais fácil entender a distribuição do consumo energético da indústria transformadora, na Figura 2.3 são apresentadas de forma detalhada quais as percentagens relativas a cada subsector.

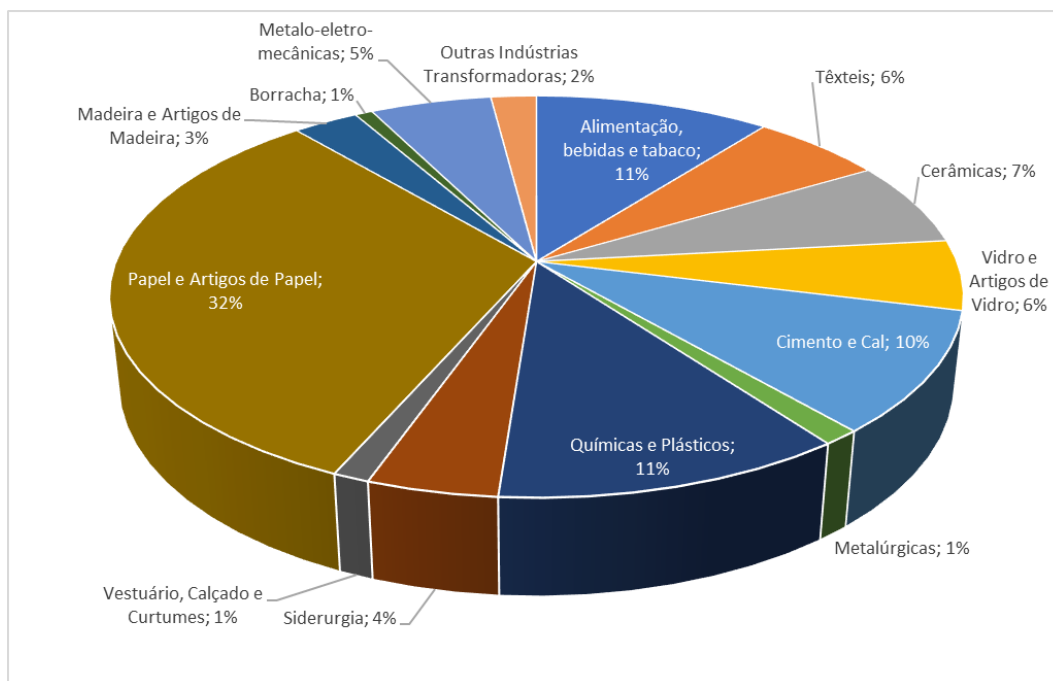


Figura 2.3 - Consumo de energia final por subsectores da indústria transformadora (ADENE, 2018)

Como é possível verificar, o subsector com uma maior quota no consumo da indústria transformadora é o da indústria do papel e de artigos de papel, que tem uma representação de 32% em 2016. Destacam-se também os seguintes subsectores, uma vez que, cada um, representa cerca de um décimo da energia final consumida por este setor: Químicas e plásticos, Cimento e cal e Alimentação, bebidas e tabaco.

2.2.1 Agroindústria

O grupo de indústrias responsáveis pela transformação de matérias primas em bens alimentares e bebidas, é conhecido como agroindústria. Este setor tem um conjunto muito diversificado de produtos finais: bebidas, alimentos para animais, cereais e leguminosas, lacticínios, padaria, peixe, óleos e gorduras, frutas e legumes e carne, (Alves, 2014).

A saber que, no geral, as indústrias agroalimentares necessitam de energia elétrica para iluminação, processos de controlo, equipamentos e para o arrefecimento e armazenamento do produto. Quanto à energia térmica, tem como destino principal os processos industriais, como por exemplo, a concentração de frutas e legumes. Na Figura 2.4 é possível ver um exemplo de fluxo de consumo de uma agroindústria. Neste tipo de indústria estão presentes combustíveis como o fuelóleo, o gás natural, o gasóleo e a biomassa com o intuito de suprir as suas necessidades energéticas. Uma parte do consumo de fuelóleo tem sido substituído pelo de gás natural (Centre of Research for Energy Resources and Consumptions, 2014).

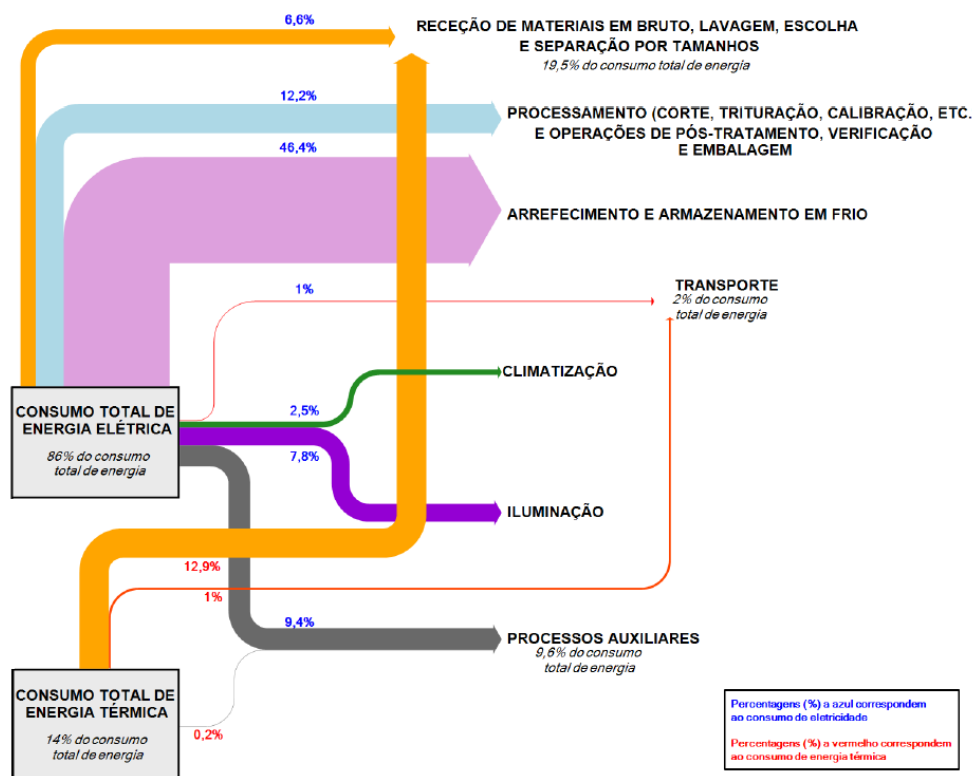


Figura 2.4 - Fluxos de consumo de energia nas cooperativas espanholas, exemplo para agroindústria de primeira transformação com uma capacidade de 11.000 toneladas por ano (Arianna Latini, Viola, Scoccianti, & Campiotti, 2014)

A necessidades energéticas da agroindústria por norma são suprimidas por dois tipos de energia: a energia elétrica que tem como objetivo a iluminação, obter força motriz e alimentar alguns equipamentos elétricos e os combustíveis para a produção de energia térmica e transportes e a energia térmica, para processos industriais variados (CITEVE - Centro Tecnológico das Industrias Textil e do Vestuário de Portugal, 2012).

2.2.1.1 Processamento de frutas e legumes

O projeto TESLA, inserido no programa *Intelligent Energy Europe*, que visa a melhoria da eficiência energética nas pequenas e médias empresas europeias do setor em estudo, focou o seu estudo em quatro tipos diferentes de agroindústria, as adegas, os lagares, as fábricas de ração animal e as indústrias de processamento de frutas e legumes. Será neste último grupo que esta dissertação será focada. Este setor da agroindústria é passível de ser dividido em cinco categorias diferentes, apelidadas de gamas (Arianna Latini, Viola, Scoccianti, & Campiotti, 2014):

- 1ª gama – Frutas e Legumes para venda direta no mercado.
- 2ª gama – Frutas e Legumes conservados por esterilização, por secagem ou por outro tipo de processamento com utilização de uma mistura de diferentes técnicas.
- 3ª gama – Produtos congelados.
- 4ª gama – Produtos higienicamente tratados e prontos a consumir em fresco.
- 5ª gama – Produtos pré-cozinhados.

A indústria das frutas e legumes, inclui as indústrias de processamento primário e as indústrias de processamento secundário, e está incluído numa cadeia de fornecimento e só precedido pela produção agrícola (Figura 2.5). O processamento primário ocorre após a colheita e prepara o alimento para consumo ou então para utilização do processamento secundário, que é responsável de os tornar noutra produtos alimentares, através de processos como a esterilização, a pasteurização, a refrigeração ou congelação (A Latini, Campiotti, Giagnacovo, & Viola, 2015).

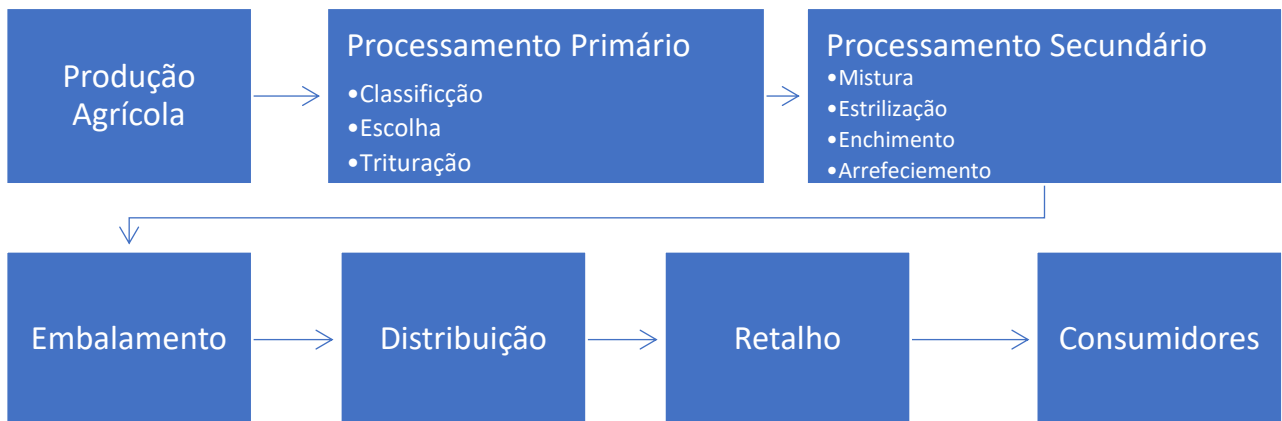


Figura 2.5 - Principais processos na cadeia de produção de frutos e legumes (A Latini et al., 2015)

Dentro das gamas existentes, a mais relevante para esta dissertação é a segunda gama. Quando analisados os consumos neste tipo de indústrias, é possível perceber que a energia térmica é bastante relevante, como é possível observar na Figura 2.6, em que é feita uma associação entre os processos produtivos e os seu consumos típicos, nas indústrias italianas (Arianna Latini, Viola, & Scoccianti, 2014).

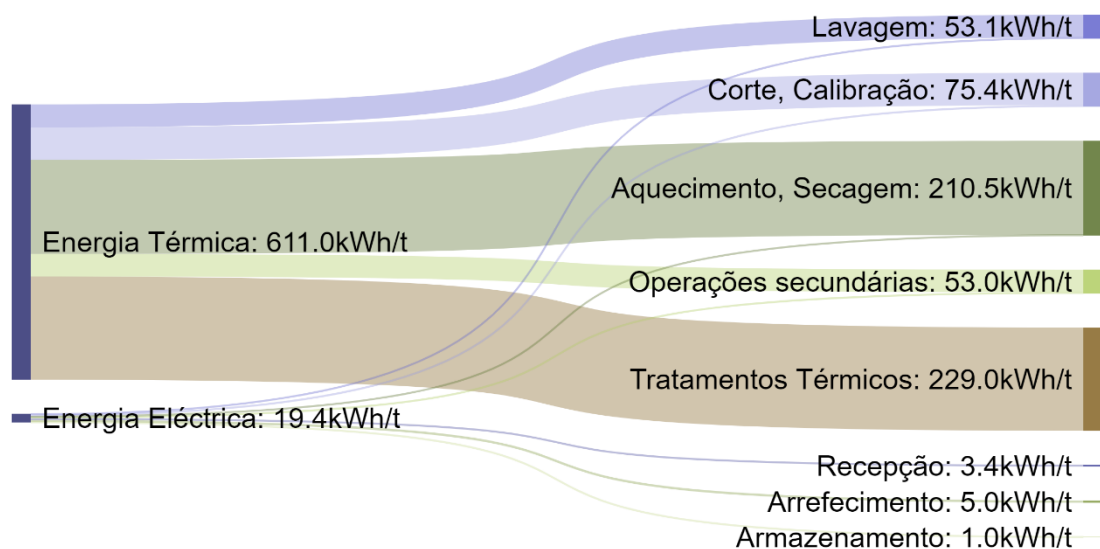


Figura 2.6 - Consumos típicos dos processos produtivos de indústrias italianas de segunda gama (Arianna Latini, Viola, Scoccianti, et al., 2014)

2.3 Energia solar

Através da radiação solar é possível obter pelo menos uma parte da energia necessária aos consumos industriais. Nas próximas secções descrever-se-ão os sistemas fotovoltaicos e os sistemas solares térmicos, que visam a obtenção de energia elétrica e energia térmica, respetivamente.

2.3.1 Solar fotovoltaico

O efeito fotoelétrico no selénio foi descoberto em 1839, por Becquerel. Em 1958, este efeito foi descoberto no silício, com um rendimento de 11%, e um custo de 1000 \$/W. Por esta razão as primeiras aplicações desta tecnologia foram no setor espacial, onde não existiam barreiras económicas uma vez que não existia outra forma de obter energia. Com a evolução da tecnologia, tornou-se possível a implementação de sistemas na superfície terrestre, com o recurso à mesma é possível exportar a produção energética ou autoconsumir a energia produzida. No segundo caso, estes sistemas podem não estar ligados à rede, necessitando de baterias e/ou um gerador auxiliar para os períodos com menor insolação. Se estiver ligado à rede, a energia produzida em excesso pode ser vendida à rede. Neste caso, quando a produção não é suficiente para o consumo, é necessário recorrer à rede (Kalogirou, 2014).

2.3.1.1 Legislação Portuguesa

Em Portugal os sistemas de produção de energia solar de pequena escala são legislados pelo Decreto-lei n.º 153/2014, 20 de outubro. Foram criados regimes tendo em vista a venda de energia de fontes renováveis à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e também o autoconsumo. Ainda foram criadas regulamentações adicionais, tais como a portaria nº 14/2015 e a portaria n.º 15/2015 ambas de 23 de janeiro que definem alguns procedimentos administrativos, tarifas de referência, entre outros e a portaria n.º 60-E/2015, 2 de Março que altera alguns parâmetros da portaria n.º 14/2015 de 23 de Janeiro.

Os dois regimes criados pelo Decreto-lei n.º 153/2014 foram as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), esquematizada na Figura 2.7, e Unidades de Pequena Produção (UPP), esquematizada na Figura 2.8. A legislação criada em 2014, tem como objetivo a descentralização da produção de energia e o autoconsumo.

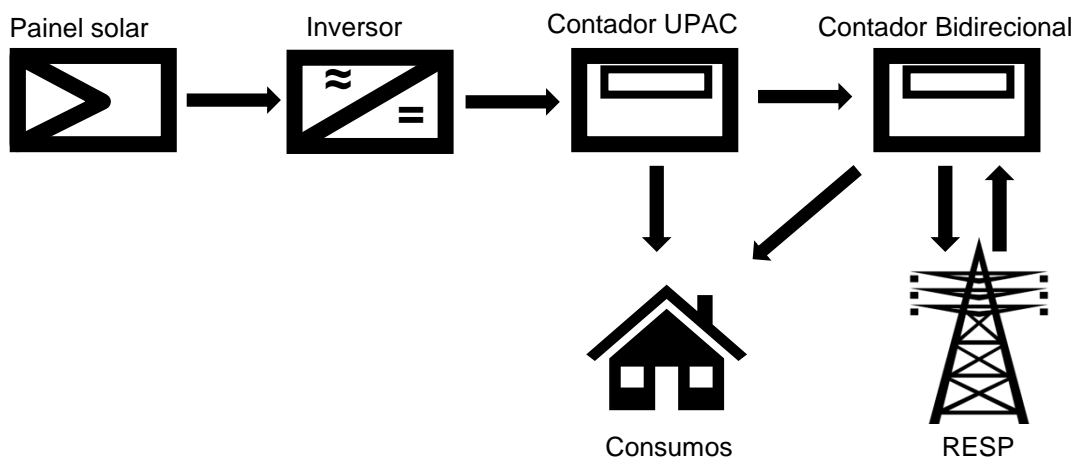


Figura 2.7 - Representação esquemática UPAC

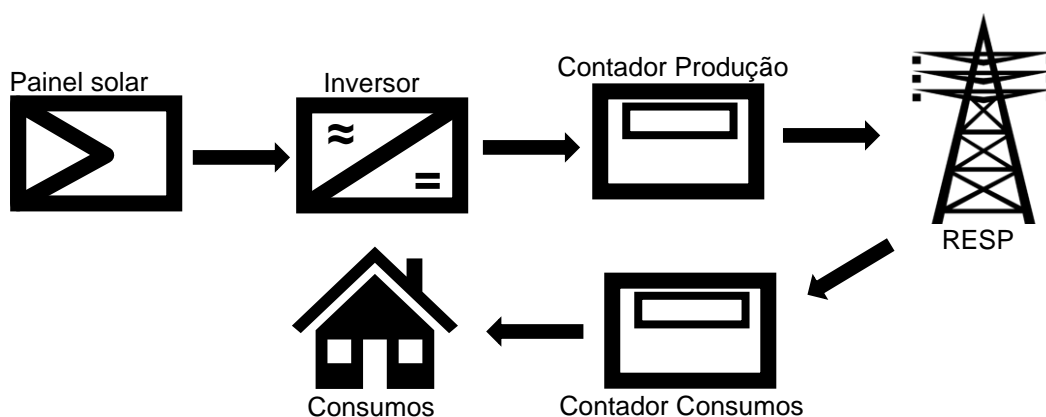


Figura 2.8 -Representação esquemática de uma UPP

No mesmo decreto de lei é possível verificar que, para o licenciamento das Unidade Produção ligadas à RESP, as mesmas devem inscrever-se no Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção. Se não houver ligação à RESP apenas se necessita fazer uma comunicação prévia de exploração. Acrescendo ao registo as UPP, deve também entregar-se o respetivo certificado de exploração. É necessário ter-se em conta que a produção anual não pode ser superior a 2 vezes o consumo da instalação e que existe uma quota máxima anual de potência a atribuir nacionalmente. No caso das UPAC, a potência instalada não pode ser superior à potência

contratada, nem a produção anual superior ao consumo. Já as suas obrigações no licenciamento dependem da sua potência instalada, como podemos observar na seguinte tabela.

Tabela 2.1 - Obrigações legais de uma UPAC

POTÊNCIA INSTALADA	OBRIGAÇÕES LEGAIS
≤ 200 W	Isenta de obrigações
]200W; 1500W]	<i>Comunicação prévia de exploração</i>
]1500W; 1MW]	Registo e certificado de exploração
> 1MW	<i>Licença de Produção e de exploração</i>

Nas UPAC apenas o excesso de energia, isto é, a energia produzida pela UPAC que não foi consumida pela instalação, é fornecida à rede. E a sua remuneração pode ser calculada por:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1)$$

Considerando que:

- $R_{UPAC,m}$ – Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês “m”, em €
- $E_{fornecida,m}$ – Energia fornecida no mês “m”, em kWh
- $OMIE_m$ – O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m”, em €/kWh
- m – Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP

A energia produzida nas UPP é na sua totalidade destinada à venda à RESP e a sua remuneração é um leilão em que cada unidade de produção oferece descontos relativamente à sua tarifa de referência que é definida anualmente pelo governo, mas que depende da categoria em que está inserido:

- Categoria I – apenas está instalada a UPP, é considera a tarifa de referência base;
- Categoria II- Além da UPP existe um ponto de carregamento de veículos elétricos. Tem um acréscimo de 10 €/MWh em relação à tarifa de referência;
- Categoria III – estão instalados, agregados à UPP, coletores solares térmicos ou então uma caldeira de biomassa. Neste caso são adicionados 5 €/MWh à tarifa de referência.

É possível observar na Tabela 2.2, um resumo da situação da legislação portuguesa:

Tabela 2.2 - Resumo da situação legal atual quanto às unidades de produção fotovoltaicas

	UPAC	UPP
POTÊNCIA MÁXIMA	• Dobro da contratada	• Menor que a contratada
REQUISITOS DE PRODUÇÃO	• Venda do excedente	• Até 250 kW • Produção anual menor que o dobro do consumo • Venda da energia produzida
LICENCIAMENTO	• < 200 W: isenta de controlo prévio • 200 W a 1,5 kW: mera comunicação prévia • 1,5 kW a 1 MW: registo + certificado de exploração • > 1 MW: licença de produção + exploração	• Registo • Certificado de exploração • Inspeções obrigatórias
QUOTAS	• Não tem quota	• Quota máxima anual de potência
REGISTO	• Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP)	

Taxas de registo

Através do n.º 1 do artigo n.º 19 da Portaria n.º 15/2015 de 23 de janeiro, conclui-se que a potência instalada e as taxas de registos estão diretamente relacionadas, ver Tabela 2.3. Outro critério que varia nestas taxas é se a instalação tem ou não ligação a rede (Diário da República, 2015).

Tabela 2.3 - Taxas de registo praticadas a unidades de produção

P_{inst} [KW]	COM LIGAÇÃO À REDE [€]	SEM LIGAÇÃO À REDE [€]
]0; 1,5[30	
[1,5; 5[100	70
[5; 100[250	175
[100; 250[500	300
[250; 1000[750	500

2.3.2 Solar térmico

A radiação solar que incide no coletor, parte desta é absorvida pelo mesmo, aquecendo-o. A eficiência dos coletores solares térmicos não depende apenas do seu material, mas também das perdas existentes no sistema, e como irá ser usada a energia obtida (Goswami, 2015).

Na indústria existem diversas aplicações para a energia solar térmica, como por exemplo, para aquecimento de água, aquecimento do ar, e os concentradores solares para produção de vapor industrial ou produção de energia. Para aquecimento do ar, são usados normalmente para substituir os secadores que usam combustíveis fósseis. Já nos casos de aquecimento de água, normalmente até 125°C, é possível utilizar os coletores solar térmicos convencionais que normalmente são usados em ambiente residencial. Já existem algumas tecnologias que permitem atingir os 250°C. Quanto aos concentradores solares, é possível obter temperaturas maiores que 400°C. e incluem-se os coletores cilíndricos parabólicos, os discos parabólicos *Stirling* e os coletores lineares *Fresnel* (Schweiger, Mendes, Carvalho, Hennecke, & Krüger, 2007).

Os sistemas solares térmicos podem ser divididos em três grupos consoante a temperatura obtida nos mesmos. Quando a temperatura não ultrapassa os 150°C, são os sistemas de baixa temperatura. Estes sistemas são utilizados em habitações, no entanto existem muitas atividades na indústria que não necessitam de maior temperatura. Os de média temperatura estão no intervalo 150°C – 400°C. Para atingir estas temperaturas já existem alguns modelos de coletores planos mais modernos que têm a capacidade de atingir 200°C. Contudo a principal tecnologia utilizada para atingir estas temperaturas são os concentradores solares. Por último, existem ainda os sistemas de alta temperatura que conseguem obter mais 400°C (Schweiger et al., 2007).

É possível dividir os coletores solares térmicos em dois grupos, os coletores estacionários e os coletores parabólicos. O primeiro grupo não conta com nenhum mecanismo que vise o acompanhamento solar. O segundo grupo conta com um eixo do movimento solar de rotação para que exista um acompanhamento. Dentro destes grupos existem diversas tecnologias, que são:

- Coletores planos – uma tecnologia bastante madura, consiste numa placa absorvedora em contacto com a tubulação em que é feita a circulação do fluido de trabalho, podendo ser revestida por uma caixa com isolamento térmico e uma cobertura que permita a passagem da radiação solar (Rosa, 2012). Estes coletores são baratos e bastante fiáveis e não acarretam grandes dificuldades durante a construção e manutenção. Na placa absorvedora é onde ocorre a conversão da radiação solar em calor, que é transferido para os tubos. Estes componentes são de algum metal de alta condutividade térmica, como por exemplo o cobre, e normalmente conseguem que 95% da energia disponível seja absorvida. Para uma maior eficiência pode ser aplicada uma cobertura que é responsável pelo efeito de estufa. Esta cobertura é transparente e existem coletores que contam com uma camada dupla (Hudson & Markell, 1985).

As temperaturas máximas de trabalho destes coletores, normalmente, rondam os 80°C, no entanto com alguns aperfeiçoamentos no *design* da instalação é possível obter

temperaturas mais altas. Um sistema, bem dimensionado, de coletores planos, consegue uma produção de 350 a 400 kWh/m² para uma radiação solar de 1000 kWh/m² (Cusseiala, 2013).

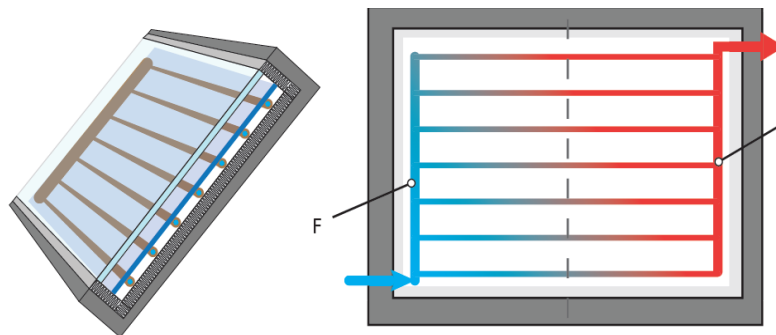


Figura 2.9 - Coletores planos com cobertura (AIGUASOL, 2016)

- Coletores de tubo vácuo – estes coletores fazem parte dos coletores estacionários e são coletores planos constituídos por diversos conjuntos de dois tubos concêntricos. Os tubos exteriores são constituídos de vidro e os interiores são metálicos e o seu interior está sujeito a vácuo, assim é possível diminuir significativamente as perdas de calor por convecção devido à diminuição de pressão. Também são mitigadas as perdas por condução, através do revestimento existente. A temperatura máxima destes coletores ronda os 120°C, sendo possível ultrapassar. Por norma um sistema que utilize esta tecnologia consegue obter uma eficiência anual que pode atingir os 50% (Pereira, 2010).

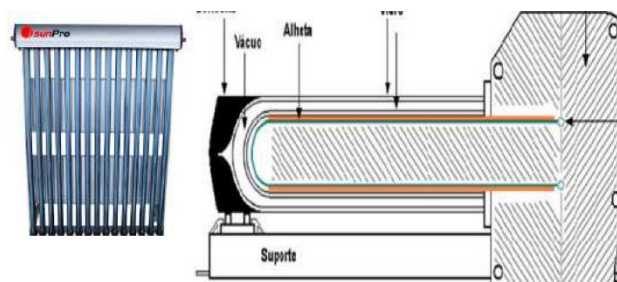


Figura 2.10 - Coletor tubo evacuado (Pereira, 2010)

- Concentradores Parabólicos Compostos (CPC) – a sua nomenclatura deve-se à forma parabólica da sua superfície, observada na Figura 2.11, que lhe permite ter uma absorção dupla, através da radiação direta na placa absorvente, tal com nos coletores planos e através da sua superfície parabólica refletora torna possível a absorção na parte inferior do absorsor (Duffie & Beckman, 2013).

Devido à diferença na geometria da superfície de absorção relativamente aos coletores planos, uma vez que estes consistem numa placa plana com os tubos adjacentes e os CPC's são duas alhetas unidas a um tubo. Esta diferença torna possível uma diminuição

das perdas térmicas, uma vez que as mesmas estão diretamente relacionadas com a área de absorção, e esta diminui. Assim é possível obter um melhor rendimento térmico. Ou seja, consiste num sistema que contém duas parábolas adjacentes às células solares, com o objetivo de captar com maior eficiência a radiação difusa (Kalogirou, 2004). E assim é possível que a área do coletor seja menor, diminuindo também as perdas existentes. O facto de não existir necessidade de haver seguimento solar faz com que seja um sistema mais simples e económico. É assim uma tecnologia interessante do ponto de vista económico para temperaturas um pouco superiores. Tipicamente a temperatura de trabalho pode variar entre 80 e 150°C. Para obter um maior rendimento é possível, esta tecnologia ser conjugada com os tubos a vácuo, isto é, substituir o tubo metálico e os respetivos absorvedores pelos tubos concêntricos sob a influência de vácuo (AIGUASOL, 2016).

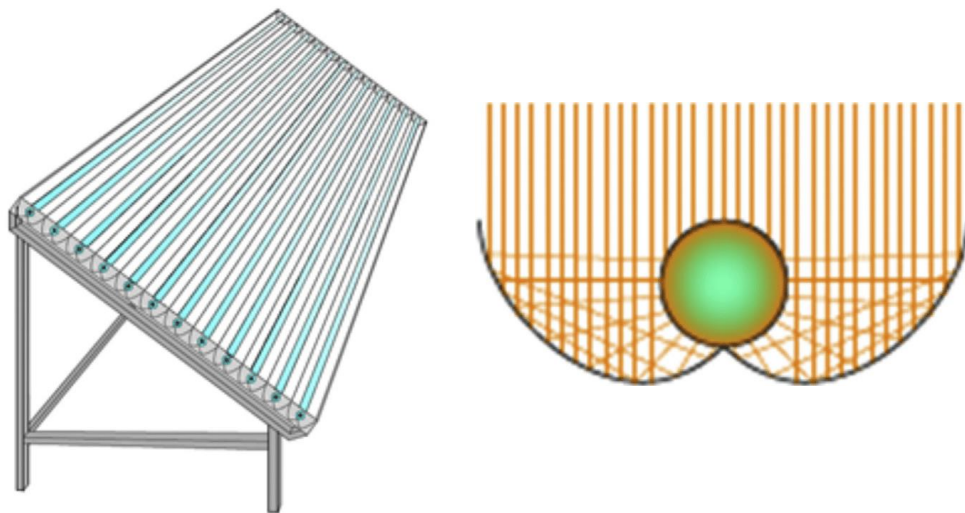


Figura 2.11 - Concentrador Parabólico Composto (Spasiano, Marotta, Malato, Fernandez-Ibañez, & Di Somma, 2015)

- Coletores Cilíndricos Parabólicos (CCP) – um sistema com estes coletores é constituído por espelhos refletores côncavos que direcionam a radiação solar para um tubo recetor, aquecendo o fluido de trabalho. Após a passagem por diversos coletores é produzido vapor sobreaquecido, no caso do fluido de trabalho ser água. Esta tecnologia conta com um sistema de seguimento solar de um eixo, com o objetivo de captar uma maior quantidade de energia térmica. Normalmente é instalado numa posição norte-sul, para maximizar o número de horas em que o coletor está a absorver energia (Franco, 2011). A necessidade que estes coletores têm do sistema de seguimento advém do facto da capacidade de concentração dos mesmos depender que a radiação solar seja perpendicular ao coletor (AIGUASOL, 2016). Devido à menor superfície absorvedora destes coletores é possível diminuir as perdas existentes e assim obter altas temperaturas que os coletores não concentradores não atingem. (Bhave, 2012).

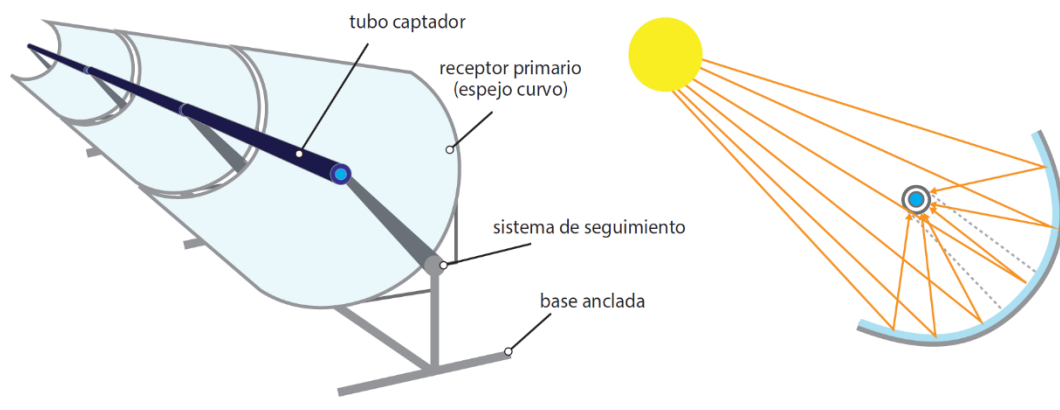


Figura 2.12 -Coletor Cilíndrico Parabólico (AIGUASOL, 2016)

- Coletores lineares Fresnel – Este tipo de coletores foi desenvolvido na Austrália no final do século vinte, com princípios bastante similares aos coletores cilíndricos parabólicos. Os refletores usados nesta tecnologia são planos e estão junto ao chão. Este tipo de concentrador normalmente é mais barato, no entanto, perdem cerca 15% de eficiência relativamente ao CPP.

Cada fila de espelhos tem a sua inclinação de forma aos seus focos embaterem todos no absorvedor, em que circula o fluido de trabalho, colocado acima dos espelhos. Estes refletores, tal como no exemplo anterior necessitam de seguimento solar de forma ao aproveitamento térmico ser máximo. Estes concentradores, além de serem mais económicos apresentam uma maior flexibilidade na integração na indústria, uma vez que ocupam menos área e sofrem menos influencia do vento, o que permite a instalação ser em telhados (Franco, 2011).

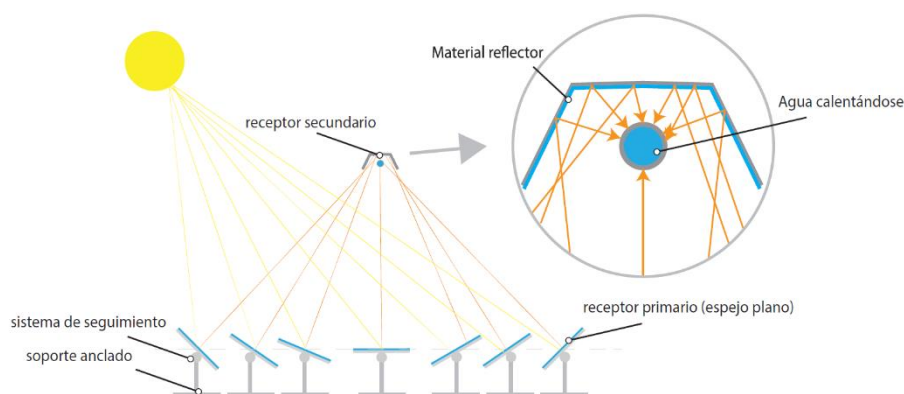


Figura 2.13 - Coletor Linear Fresnel (AIGUASOL, 2016)

2.3.2.1 Armazenamento de energia térmica

Os sistemas de armazenamento solares térmicos, normalmente são utilizados devido aos momentos de indisponibilidade do sistema solar, ou quando a produção do sistema solar térmico não é suficiente. Existem diversas utilizações para estes sistemas (Winter, 1990):

- Sistemas de armazenamento de curta duração – estes sistemas têm pouca influência na eficiência global do sistema solar uma vez que o seu armazenamento é menor que 3 horas. O seu objetivo é suavizar uma possível interrupção devido à falta de radiação. Estes armazenamentos evitam mudanças bruscas no fornecimento, favorecendo utilizações constantes durante as horas de sol.
- Sistemas de armazenamento de média duração – tem como objetivo dar a possibilidade de armazenar a energia produzida para utilização em momentos de maior necessidade. Estes sistemas por norma tem um tamanho de no máximo 6 horas de carga pico, o que possibilita um deslocamento do consumo para as horas em que este é maior.
- Sistema de armazenamento de longa duração – este sistema, procura a extensão do período de fornecimento de energia proveniente de fonte solar. Para tal é necessário um aumento de produção da instalação solar para ser possível fornecer energia, por exemplo, durante a noite ou em dia nublados. Estes sistemas podem ter capacidade de 24 horas de carga pico.

2.3.2.2 Integração na Indústria

É possível dividir a integração de tecnologias solar térmica na indústria em dois ramos diferentes. A integração pode ser ao nível dos processos de produção de energia térmica, como ao nível do consumo da energia térmica (Schmitt, 2016).

Ao nível da produção, a divisão é feita pelo tipo de fluido, Tabela 2.4. É possível fornecer esta energia na forma de vapor ou de líquida, formando assim dois subgrupos. Quando a integração é na forma de vapor são necessárias temperaturas superiores a 150° C, normalmente os coletores concentradores são os que melhor se adaptam. Existem três possibilidades para integração do calor nestas condições, são elas: integração em paralelo; aquecimento da água de alimentação das caldeiras; aquecimento da água de entrada no sistema. Por outro lado, se a integração for na forma líquida, existem outras formas de integrar o sistema solar no sistema de geração de calor já existente. Com este tipo de integração é possível incluir armazenamento de calor. Existem 3 formas distintas de integrar o sistema: integração em paralelo, aquecimento solar dos condensados e aquecimento solar para armazenamento (Schmitt, 2016).

Tabela 2.4 - Integração ao nível da produção (Schmitt, 2016)

TIPO DE FLUIDO	INTEGRAÇÃO
VAPOR	Integração paralela Pré-aquecimento solar da água de alimentação da caldeira Pré-aquecimento solar da água de alimentação do sistema
LÍQUIDO	Integração em paralelo Aquecimento solar dos condensados Aquecimento solar para armazenamento

Quando a integração de tecnologias solar térmica é feita ao nível do consumidor de energia podemos classificá-la de duas formas distintas. Na primeira existem três categorias: pré-aquecimento dos fluxos dos fluidos; aquecimento ou manutenção de temperatura de maquinaria, tanques ou banhos e processos de separação térmica, através do ponto de ebulição. A segunda distinção é baseada no tipo de equipamento normalmente utilizado. Na primeira categoria é possível utilizar permutadores de calor externos e introdução direta de vapor. Na segunda categoria além dos anteriores é possível aplicar permutadores de calor internos, incluindo aquecimento através de bobines, aquecimentos elétrico e combustão direta. Na terceira categoria, existem secadores através de convecção ou contacto, bem como os evaporadores (Schmitt, 2016). Cada um destes equipamentos poderá ser integrado de diversas formas, podendo ter em vista o aquecimento nas entradas de produto, o circuito de águas, de tanques ou algumas maquinarias, e o fornecimento de vapor, como pode ser observado na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Integração ao nível da produção (Schmitt, 2016)

CATEGORIA	EQUIPAMENTO
PRÉ-AQUECIMENTO	Permutadores externos Injeção de vapor
AQUECIMENTO OU MANUTENÇÃO DE TEMPERATURA	Permutadores externos Permutadores internos Injeção de vapor
PROCESSOS DE SEPARAÇÃO TÉRMICA	Secadores de Contacto Secadores de Convecção Evaporadores

2.3.3 Avaliação económica de projetos

Os indicadores económicos a utilizar na avaliação económica de projetos de centrais fotovoltaicas podem ser os seguintes (Akalu, 2001)

- **VAL – Valor Atual Líquido;** visa a comparação de todos os *cash-flows* com o investimento inicial. Se este valor for positivo podemos considerar um investimento viável.

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1+r)^t} - I_o \quad (2)$$

Sabendo que:

t – Número de anos (0, 1, 2, ..., N);

N - Período de investimento;

I_o - Investimento Inicial ($t=0$);

R_t – Receita Total;

D_t – Despesa Total;

r – Taxa de atualização, custo do capital, rentabilidade de um investimento financeiro com risco idêntico, r pode ser constituído por:

$$r = (1 + T_1) \times (1 + T_2) \times (1 + T_3) - 1 \quad (3)$$

Em que consideramos:

T_1 - Taxa de rendimento real mínima (ex. Obrigações do Tesouro);

T_2 - Taxa associada ao risco envolvido no projeto;

T_3 – Taxa de inflação.

- **TIR – Taxa Interna de Rentabilidade;** objetiva a taxa de atualização para qual o VAL é nulo. Apenas se o valor da TIR for superior ao da taxa de atualização considerada o investimento é considerado viável.

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1 + TIR)^t} - I_o \quad (4)$$

- **PRI – Período de Recuperação do Investimento (*payback*);** tem em vista o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. É possível atualizar os *cash flow* de forma obter resultados mais rigorosos, PRI_A .

$$\sum_{t=0}^{PRI} R_t = \sum_{t=0}^{PRI} D_t + I_o \quad (5)$$

$$\sum_{t=0}^{PRI_A} \frac{R_t}{(1+r)^t} \geq \sum_{t=0}^{PRI_A} \frac{D_t}{(1+r)^t} + I_o \quad (6)$$

- **LCOE – Levelized Cost Of Energy;** estabelece o custo atualizado de cada kWh produzido. Nesta expressão. E_t , representa a energia produzida anualmente.

$$LCOE = \frac{I_0 + \frac{\sum_{t=0}^N D_t}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^N E_t}{(1+r)^t}} \quad (7)$$

Indicadores apresentados podem ser utilizados não só para avaliar projeto de centrais solares fotovoltaicas bem como centrais solares térmicas

3 Métodos

Das medidas que visam de eficiência energéticas apresentadas na secção 2.1, esta dissertação terá enfoque na inclusão de sistemas de produção de energia com fontes renováveis, mais especificamente, energia solar.

Neste capítulo serão apresentados os métodos encontrados para o dimensionamento de uma central solar fotovoltaica e de uma central solar térmica.

Através da análise da legislação portuguesa, foi definido que a central fotovoltaica a implementar será uma UPP, ou seja a metodologia utilizada não prevê autoconsumo da energia produzida localmente.

Quanto à central solar térmica será estudado um sistema com recurso aos CPC. Uma vez que é possível alcançar altas temperaturas, sem necessitar de seguimento solar, facilitando assim a sua instalação.

De forma a ser possível dimensionar ambos os sistemas referidos, é necessário primeiramente estudar a insolação local.

3.1 Insolação

Para a obtenção dos valores como a insolação (G) e temperatura (T), foi utilizado o *software* PVGIS¹, para o qual foi necessário indicar a localização da instalação, (39°00'07.2"N, 8°48'03.6"W), a inclinação dos painéis, neste caso 34° e a sua direção neste caso para sul, ou seja 0°. Na Figura 3.1 é possível observar os valores de temperatura e insolação média.

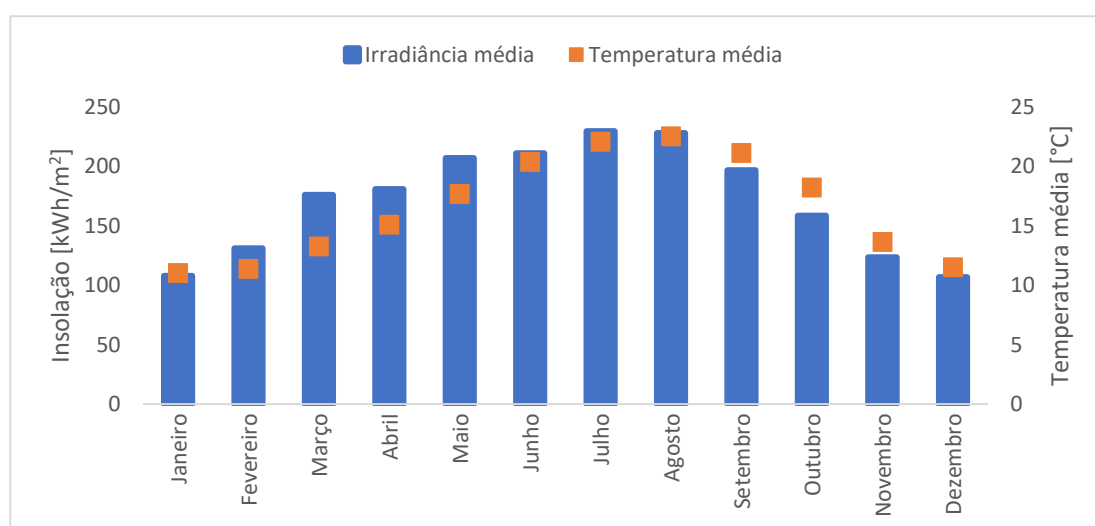


Figura 3.1 – Irradiância e Temperatura média

¹ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Os valores retirados do *software* PVGIS têm uma resolução horária de forma a ser possível comparar a produção com o consumo na central térmica. Esta resolução aumenta a precisão dos resultados obtidos em ambas as centrais. Na Figura 3.2 é possível observar, em forma de exemplo, a temperatura e insolação durante o dia de referência para o mês de janeiro.

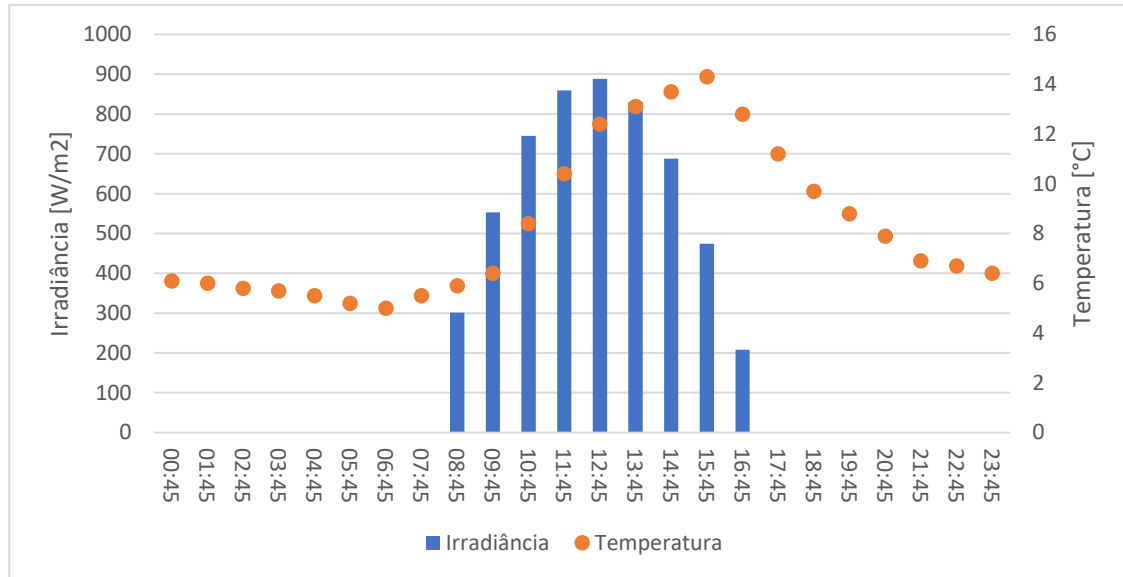


Figura 3.2 -Médias horárias de irradiância e temperatura para o mês de janeiro

3.2 Central fotovoltaica

Para o cálculo da potência instalada será necessário, em primeiro lugar, fazer um levantamento de dados da plataforma PVGIS. Posteriormente é necessário escolher os equipamentos a utilizar na instalação tendo em especial atenção à adequabilidade entre o inversor e os módulos, como explicado na próxima secção.

3.2.1 Escolha do inversor

Para verificar a adequabilidade entre o inversor e os módulos, bem como definir o número de módulos adequados a um inversor, segundo (Trpezanovski & Dimitrov, 2016) é necessário considerar alguns critérios.

Quanto ao primeiro critério, este passa por confirmar que a tensão do módulo escolhido está no intervalo de tensão MPPT uma vez que é neste ponto que é possível tirar maior proveito do inversor, ou seja:

$$U_{MPPT,min} \leq U_{PV} \leq U_{MPPT,máx} \quad (8)$$

Para tal é necessário calcular a tensão do módulo no ponto máxima potência, $V_{MP,T}$, às suas temperaturas extremas de trabalho, temperatura da célula mínima, $T_{cell,min}$, e temperatura da célula máxima $T_{cell,máx}$. Para tal é necessário saber a sua tensão, à máxima potência do módulo, $V_{MP,STC}$, a sua temperatura de trabalho, $T_{cell,STC}$ e o coeficiente de temperatura da tensão em potência máxima, ΔU_{MP} .

$$U_{MP,T} = U_{MP,STC} \times \left[1 + \frac{\Delta U_{MP}}{100} \times (T_{cell} - T_{cell\ STC}) \right] [V] \quad (9)$$

Desta forma obtém-se $V_{MP,T_{min}}$ e $V_{MP,T_{max}}$ e assim conseguimos calcular o número mínimo, $n_{P/S,min}$, e máximo, $n_{P/S,max}$, de módulos por *string*, em série, de forma a que a instalação opere no MPPT.

$$n_{\text{Módulos } p/\text{String},min} = \frac{U_{MPPT,min}}{U_{MP,T_{min}}} \quad (10)$$

$$n_{\text{Módulos } p/\text{String},max} = \frac{U_{MPPT,max}}{U_{MP,T_{max}}} \quad (11)$$

Outro critério importante é avaliar se o valor de tensão máxima da instalação, $U_{PV,max}$, não supera valor máximo de entrada do inversor.

$$U_{PV,max} \leq U_{Inv,max} \quad (12)$$

O momento em que a tensão da instalação é maior é quando está em vazio, U_{OC} e a temperatura é mínima, $T_{cell,min}$. Para o calcular também é necessário conhecer a tensão em vazio em condições de referência, $U_{OC,STC}$, e o coeficiente de temperatura da tensão em vazio, ΔU_{OC} .

$$U_{OC,T} = U_{OC,STC} \times \left[1 + \frac{\Delta U_{OC}}{100} \times (T_{cell,min} - T_{cell\ STC}) \right] [V] \quad (13)$$

A tensão máxima da instalação é calculada através da multiplicação da tensão de vazio com o número máximo de módulos por *string*.

$$U_{PV,max} = U_{OC,T} \times n_{\text{Módulos } p/\text{String},max} [V] \quad (14)$$

Para calcular o número máximo de *strings* que é possível instalar no inversor é preciso comparar a corrente máxima permitida pelo inversor, I_{max} , com a corrente quando ela é máxima, ou seja, a corrente de curto-circuito do módulo, $I_{SC,T}$.

$$n_{\text{Strings } max} = \frac{I_{max}}{I_{SC,T}} \quad (15)$$

Para calcular, $I_{SC,T}$, é ainda necessário conhecer a corrente de curto-circuito em condições de referência, $I_{SC,STC}$, e o coeficiente de temperatura da corrente em curto-circuito, ΔI_{SC} , do módulo escolhido.

$$I_{SC,T} = I_{SC,STC} \times \left[1 + \frac{\Delta I_{SC}}{100} \times (T_{cell,max} - T_{cell\ STC}) \right] [A] \quad (16)$$

Para definir o número de módulos por inversor, procede-se à maximização entre a potência de entrada permitida pelo inversor, $P_{DC,max}$, com a potência de ligação por cada inversor, $P_{p/inversor}$, cumprindo os critérios acima explicados.

$$0,7 \leq \frac{P_{p/inversor}}{P_{DC,max}} \leq 1,2 \quad (17)$$

Sabendo que:

$$P_{p/inversor} = n_{\text{modulo } p/ \text{String}} \times P_{\text{módulo}} \times n_{\text{Strings}} \quad (18)$$

E, finalmente, é possível saber quantos módulos é possível ligar a cada inversor, $n_{\text{Módulos } p/inversor}$, utilizando o número de módulos por *string* e número de *strings* que maximizam as potências explicadas anteriormente, através da equação seguinte

$$n_{\text{Módulos } p/inversor} = n_{\text{String}} \times n_{\text{Módulo } p/ \text{String}} \quad (19)$$

Após calculado o número de módulos possíveis instalar em cada inversor, é também essencial saber o número de inversores que a central fotovoltaica vai necessitar, $n_{\text{Inversores}}$:

$$n_{\text{Inversores}} = \frac{P_{\text{Instalação}}}{P_{DC, \text{máx}}} \quad (20)$$

3.2.2 Produção

Após a obtenção dos dados da temperatura, da insolação são feitos os cálculos que visam confirmar a adaptabilidade do inversor aos módulos, segundo (Kalogirou, 2014) a forma de proceder ao cálculo da energia obtida por uma central fotovoltaica, inicia-se pela determinação da temperatura da célula, T_{cell} , para cada intervalo de tempo, utilizando a expressão abaixo:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \frac{NOCT-20}{800} \times G \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (21)$$

De seguida, é necessário calcular a potência DC, P_{DC} , tendo em conta a insolação e os valores medidos em condição de referência do módulo fotovoltaico, como a potência, P_{STC} , e a temperatura, T_{STC} , esta última comparada com a temperatura real da célula, multiplicando com o coeficiente de temperatura da potência, α_P .

$$P_{DC} = P_{STC} \times \frac{G}{1000} \times [\alpha_P \cdot (T_{\text{cell}} - T_{STC})] \text{ [W/m}^2\text{]} \quad (22)$$

Posteriormente, tendo em consideração as perdas globais resultantes de sujidade e perdas de Joule nos cabos DC, p , a área útil do módulo, A , e o número de módulos, $N_{\text{módulos}}$ é obtida a potência DC out, P_{DCout} .

$$P_{DCout} = P_{DC} \times (1 - p) \times A \times N_{\text{módulos}} \text{ [W]} \quad (23)$$

Por fim, tendo a P_{DCout} , com rendimento do inversor, η_{inv} , calcula-se agora a potência AC, P_{AC}

$$P_{AC} = \frac{P_{DCout} \times \eta_{inv}}{1000} \text{ [kW]} \quad (24)$$

Finalmente, é multiplicado o valor da potência AC, com o intervalo de tempo a que corresponde, t , em horas. Desta forma é possível obter a energia elétrica gerada pelo sistema em cada intervalo de tempo.

$$\text{Energia mensal} = P_{AC} \times t \text{ [kWh]} \quad (25)$$

De forma a culminar o estudo energético da central é necessário calcular a produção da mesma ao longo do seu ciclo de vida, N_{CV} . Para tal é preciso ter em conta o coeficiente de degradação

anual dos módulos, $\alpha_{deg,anual}$, que é calculada através da garantia de rendimento, g_η , normalmente explicita pelo fornecedor do equipamento

$$\alpha_{deg,anual} = \frac{1 - g_\eta}{N_{CV}} \quad (26)$$

O coeficiente de degradação anual, permite calcular a energia obtida em cada mês tendo como referência o mesmo mês do ano anterior.

$$Energia\ mensalt_t = Energia\ mensalt_{t-1} \times (1 - \alpha_{deg,anual}) \quad (27)$$

3.2.3 Parâmetros económicos

De forma a definir-se qual o orçamento necessário, são apresentadas inicialmente as despesas relacionadas com todo o equipamento necessário para a execução da infraestrutura elétrica.

Uma parte importante do orçamento necessário para uma central foca-se no Investimento inicial, I_i . Este pode dividir-se em três partes, os custos referentes aos equipamentos, C_{eq} , os custos de montagem, $C_{montagem}$ e os custos legais, C_L .

$$I_i = C_{eq} + C_{montagem} + C_L \quad (28)$$

Para o cálculo das despesas com os equipamentos são multiplicados os preços dos equipamentos, pelo número de equipamentos necessários.

$$C_{eq} = N_{modulos} \times P_{modulo} + N_{inversor} \times P_{inversor} \quad (29)$$

Porém é também necessário ter em conta os custos de montagem do projeto, que inclui os restantes materiais necessários, sendo que este foi assumido como uma razão, $r_{montagem}$, do Custo com equipamentos.

$$C_{montagem} = r_{montagem} \times C_{eq} \quad (30)$$

Além dos custos referentes ao investimento inicial existem também outros custos associados à central. Um destes custos é referente aos custos anuais de operação e manutenção, $C_{O\&M}$. Este é calculado através de uma razão do Investimento inicial, $r_{O\&M}$, sendo definido da seguinte forma:

$$C_{O\&M} = r_{O\&M} \times I_i \quad (31)$$

Por fim existem ainda os custos associados à legislação, C_L , tal como explicados na secção 2.3.1.1, estão diretamente ligados com a potência injetada na rede.

3.3 Central térmica

Da mesma forma que a central anterior, um dos dados essencial ao cálculo da produção de um sistema solar térmico é a insolação no local. Com recurso à mesma ferramenta utilizada para a central fotovoltaica.

Tal como num sistema fotovoltaico o mesmo começa o seu estudo na unidade de produção de energia, neste caso um coletor solar térmico, escalando posteriormente, multiplicando pelo número de coletores e adicionando as perdas relativas aos restantes componentes do sistema.

3.3.1 Produção

Recorrendo ao estudo efetuado por (Lillo, Pérez, Moreno, & Silva, 2017), é possível retirar uma metodologia para calcular a produção energética de um sistema térmico com concentração.

O primeiro passo para obter a produção energética de um sistema térmico é calcular a sua eficiência η . Existem diversas metodologias sendo que a expressão utilizada para este caso de estudo foi a seguinte:

$$\eta_t = \eta_0 + (c_1 + c_2 * \Delta T_t) \left(\frac{\Delta T_t}{G_t} \right) \quad (32)$$

Nesta expressão, η_0 , representa a eficiência ótica, ou seja, a eficiência do coletor enquanto este está à mesma temperatura que a ambiente. Contando ainda com dois coeficientes de perda de calor, c_1 e c_2 . A diferença entre a temperatura média do coletor, T_m e a temperatura ambiente, T_{amb} é representada por ΔT . O último termo da expressão, G é referente à irradiância.

$$\Delta T_t = T_m - T_{amb,t} [^{\circ}\text{C}] \quad (33)$$

A eficiência ótica e os coeficientes de perda de calor, c_1 e c_2 são obtidos na ficha técnica do coletor escolhido. A irradiância, bem como a temperatura ambiente, foram obtidas através do recurso a um software, como explicado anteriormente. A temperatura média do coletor é obtida através da média aritmética entre a temperatura de entrada do fluido no coletor, T_{in} , que é equivalente a temperatura da água da rede, com a sua temperatura a saída do mesmo, T_{out} , ou seja, a temperatura final desejada.

$$T_m = T_{out} - T_{in} [^{\circ}\text{C}] \quad (34)$$

Após calculada a eficiência do coletor, já é possível calcular a produção de energia térmica, Q para cada intervalo temporal, neste caso de uma hora. Para tal multiplicamos a insolação, G_t , pelo rendimento obtido, η_t , e também pela área da central, A .

$$Q_t = A \times G_t \times \eta_t [\text{kWh}] \quad (35)$$

Posteriormente é necessário comparar os consumos energéticos, C_t , com a produção de energia térmica, Q_t e a energia acumulada, $Q_{acumulada,t-1}$, tendo em consideração o rendimento do restante sistema de armazenamento e tubagem, $\eta_{sistema}$. Esta comparação é feita através da diferença entre ambos, DIF_t .

$$DIF_t = C_t - Q_t \times \eta_{sistema} - Q_{acumulada,t-1} [\text{kWh}] \quad (36)$$

Se esta diferença for negativa, isto é, se a produção for em excesso, representa a energia acumulada, $Q_{acumulada,t}$. Se caso contrário, for positiva, representa a energia que deve ser fornecida pelo sistema auxiliar, E_{aux} ,

3.3.2 Parâmetros económicos

A mesma forma de calcular os custos da central fotovoltaica foi utilizada para esta central, no entanto são introduzidas algumas alterações.

O cálculo do investimento inicial, conta com dois termos iguais à central fotovoltaica, os custos de montagem e os custos de operação e manutenção, no entanto são retirados os custos legais.

$$I_i = C_{eq} + C_{montagem} \quad (37)$$

Neste caso o custo com os equipamentos é principalmente dependente do preço e número de coletores.

$$C_{eq} = P_{módulo} \times N_{módulos} \quad (38)$$

Para o estudo desta central é adicionado outro custo, o custo de revisão $C_{Revisão}$, que inclui possíveis substituições inerentes a qualquer sistema térmico, que corresponde a uma percentagem, $r_{revisão}$ dos custos com os equipamentos.

$$C_{revisão} = r_{revisão} \times C_{eq} \quad (39)$$

Os custos de revisão são referentes a toda a vida útil da central e não anuais como os custos de operação, no entanto é possível diluí-los por toda a sua vida útil.

$$C_{Revisão\ anual} = \frac{C_{revisão}}{N_{anos\ vida\ útil}} \quad (40)$$

Quanto aos custos de montagem, que incluem os restantes materiais necessários, e aos custos de operação e manutenção, continuam a ser calculados da mesma forma, equações 42 e 43:

$$C_{montagem} = r_{montagem} \times C_{eq} \quad (41)$$

$$C_{O\&M} = r_{O\&M} \times I_i \quad (42)$$

Existe ainda o custo relativo ao armazenamento, $C_{armazenamento}$. Neste caso foi considerado um preço por unidade de volume, $p_{armazenamento}$. O volume tido em conta é o máximo necessário, ou seja, varia tendo em conta a energia produzida por cada central, $V_{máx}$.

$$C_{armazenamento} = p_{armazenamento} \times V_{máx} \quad (43)$$

Nesta dissertação, pretende-se aplicar este tipo de metodologias de forma a ser possível obter a energia produzida por ambos os tipos de centrais solares em estudo, bem como os parâmetros económicos necessários à avaliação económica das mesmas. Estas metodologias podem ser aplicadas em qualquer localização, sendo que no capítulo seguinte será feita a caracterização do caso de estudo.

3.4 Efeito de sombreamento

As centrais em causa serão instaladas numa parte dos telhados do complexo industrial. A disposição dos módulos é um ponto bastante importante para se melhor aproveitar a área. De forma a ter o máximo de produção, os módulos e coletores estarão orientados para sul. Será também necessário ter em conta o efeito do sombreamento entre filas de módulos, como ilustrado na Figura 3.3. O efeito de sombreamento depende da latitude do local, uma vez que este depende da declinação solar por exemplo. A metodologia a utilizar de forma de obter a distancia mínima entre painéis existindo o mínimo de sombreamento entre diferentes fileiras, segundo (Goswami, 2015), inicia-se pelo calculo do ângulo de declinação solar, δ .

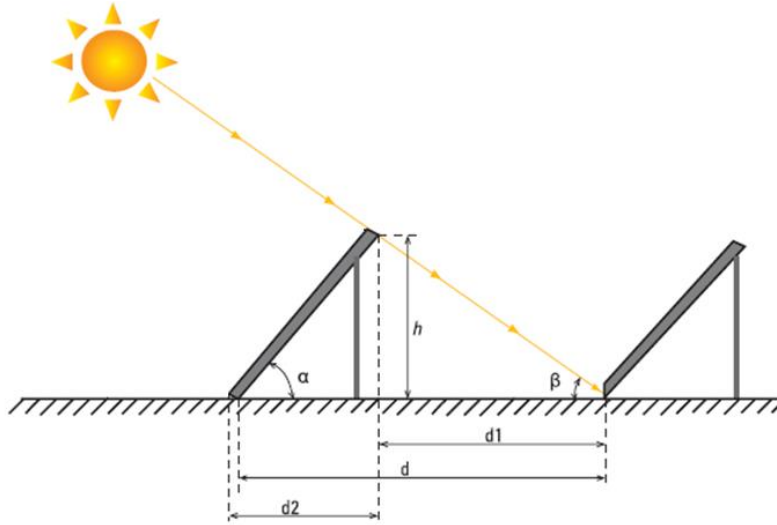


Figura 3.3 - Esquema ilustrativo da distância entre módulos (Amaral, 2018).

$$\delta = 23,45 \times \sin \left(\frac{360}{365} \times (n - 81) \right) \quad (44)$$

Os maiores efeitos de sombreamento ocorrem quando o valor da declinação é mínimo, ou seja, $-23,45^\circ$. É então possível calcular o ângulo de altura mínima do sol, ao meio dia solar, β , através da latitude, L , e o ângulo da declinação solar mínimo da equação seguinte

$$\beta = 90^\circ - L - \delta \quad (45)$$

Através de razões trigonométricas é possível calcular a distância mínima entre dois módulos de forma a existir o mínimo de sombreamento entre eles, d .

$$d = d_1 + d_2 \quad (46)$$

Sabendo que l é o comprimento do módulo, d_1 , h , e d_2 podem ser calculados por:

$$d_1 = \frac{h}{\tan \beta} \quad (47)$$

$$h = l \sin \alpha \quad (48)$$

$$d_2 = l \cos \alpha \quad (49)$$

Respeitando as dimensões calculadas nesta secção, não existirá qualquer sombreamento entre módulos ou coletores, dependendo da central, maximizando a sua produção.

4 Estudo de Caso

O grupo Sugat, foi fundado em 1957, na Azambuja. É uma empresa focada na elaboração de produtos que tenham como matéria prima o tomate, sendo o concentrado de tomate um dos mais relevantes. Conta, neste momento, com cinco fábricas diferentes, duas delas em território nacional, uma em Espanha e outras duas no Chile. Fazendo o somatório de todas as unidades industriais este grupo tem uma capacidade de processamento anual de 1,8 milhões de toneladas de tomate fresco. No presente capítulo será apresentado o processo existente no complexo industrial em estudo, bem como os seus consumos e a tarifas aplicadas.

4.1 Complexo de Benavente

Nesta dissertação o estudo será apenas sobre a fábrica de Benavente, que tem uma capacidade de produção de 8000 toneladas de tomate por dia. Neste complexo industrial existem dois processos principais e são designadas por processo industrial e processo de retalho. A área industrial apenas está em funcionamento, na altura em que existe colheita de tomate, sensivelmente no verão, o seu produto principal é o concentrado de tomate. Na área do retalho, uma vez que a sua matéria prima é o concentrado de tomate, é possível o funcionamento todo o ano.

4.1.1 Área Industrial

Esta parte da fábrica é responsável pela primeira transformação da matéria prima, o tomate. A primeira transformação consiste na trituração do fruto e a evaporação da água existente no mesmo. Na Figura 4.1 é possível observar o processo mais detalhadamente. Os diversos tipos de concentrados de tomate são armazenados em grandes quantidades para posteriormente serem, na sua maioria, vendidos a outras indústrias que tenham como matéria prima subprodutos derivados do tomate e uma pequena parte tem como destino a área do retalho da fábrica. A criação deste stock é necessária para conseguirem cumprir com as necessidades dos seus clientes, uma vez que só existe tomate na estação de verão.

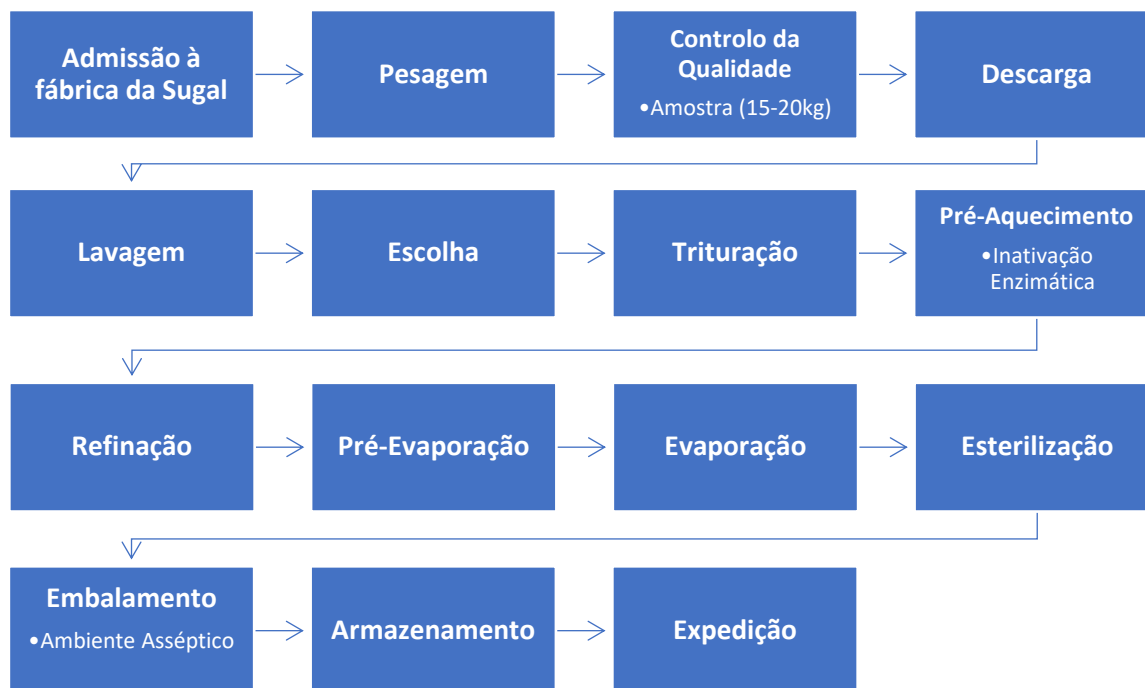


Figura 4.1 - Fluxograma processo concentrado

Como explicado anteriormente, o concentrado de tomate é armazenado em grandes quantidades. Sendo que existem dois grandes tipos de embalagens, os *drum* que tem uma capacidade de 215 kg a 240 kg, dependendo da densidade do produto e os *bins* que suportam de 1200 kg a 1600 kg.

Inicialmente o processo é o mesmo para qualquer que seja o seu produto final, uma vez que está diretamente ligado à receção e preparação do tomate para a produção. A parte inicial consiste numa pesagem da carga onde, logo em seguida, é realizado um rigoroso controlo da qualidade de forma a manter um nível de qualidade dos produtos finais. Isto porque, mesmo sendo os métodos atuais de captação de tomate bastante eficientes, o tomate vem com vários tipos de defeitos, tais como queimaduras solares e descolorações.

Assim sendo, é agregada uma grande importância no passo a seguir: a classificação do tomate. Esta classificação é feita através de uma amostra aleatória de cada camiã, onde são retirados alguns inertes, partes da planta e os tomates são avaliados de acordo o grau de maturação, cor, salubridade do fruto, presença de inertes, percentagem de água e pH. Existem critérios aprovados, transversais a todo o grupo Sugal. Se os mesmos não forem cumpridos, o lote em causa não será aceite. Se a carga estiver em condições de prosseguir existem duas classes distintas, A e B. Esta separação coloca-se uma vez que existem alguns produtos, que tem os tomates inteiros ou parte deles, e por isso não podem apresentar defeitos. Desta forma diminui-se o desperdício nas linhas de escolha.

O tomate que cumpre todos os padrões estabelecidos é descarregado dos camiões com o auxílio de água, seguindo em canais, lavando o tomate e acumulando inertes existentes. Este tipo de transporte é essencial uma vez que permite que o fruto não se deteriore até à lavagem final.

Nesta altura do processo existem dois caminhos possíveis que se diferenciam devido ao produto final, o processamento de concentrado e o processo de cubos.

4.1.1.1 Processo Concentrado

Após a lavagem final da matéria prima é possível dividir o ciclo do processo concentrado em quatro fases distintas:

1. Preparação de sumo
2. Concentração
3. Esterilização e Enchimento
4. Armazenamento e Distribuição

A Fase 1, preparação de sumo, consiste primeiramente numa seleção manual onde são retirados os tomates com alguma anomalia, bem como ramos e alguns corpos estranhos ao processo. O tomate considerado apto é triturado e submetido a uma inativação enzimática, que passa pela cozedura do preparado (a baixas temperaturas - Cold Break ou à altas temperaturas - Hot Break) onde são usadas cozedoras que fazem permutar calor entre vapor e o preparado de tomate. Com o primeiro tratamento térmico acabado, o sumo é refinado, isto é, são retiradas peles e sementes num equipamento que combina o movimento circular com um filtro. Dependendo do produto final desejado é possível fazer uma ou duas passagens, variar a velocidade da maquinaria ou a furação dos crivos usados nos equipamentos de refinação.

A Fase 2, concentração, tem como objetivo conseguir retirar a água do sumo existente. A evaporação da água é conseguida com o auxílio de vácuo e temperatura, sendo extraídos vapores e condensação. Existem dois tipos de equipamentos onde é possível fazê-lo: Os equipamentos de pré-evaporação e evaporadores convencionais. Os de pré-evaporação são mais eficientes e eficazes na concentração do tomate, pois permitem evaporar cerca de 40 toneladas/ hora de água, o que acelera bastante o processo produtivo. Já os evaporadores convencionais são a base de todo o processo, onde acontece a grande parte da transformação do sumo de tomate em concentrado de tomate. As passagens pelos equipamentos variam de acordo com a quantidade de água presente e o produto final desejado. São recomendadas duas a quatro passagens, sendo três passagens a opção mais eficiente. Uma grande vantagem desta fase é a facilidade de armazenamento dos produtos uma vez que existe uma redução significativa do volume.

Na Fase 3, esterilização e enchimento, o concentrado de tomate é primeiro submetido a altas temperaturas, sofrendo um arrefecimento repentino para que todas as bactérias existentes sejam eliminadas. Depois de esterilizado o produto é embalado em ambiente asséptico em sacos e colocados num dos dois tipos de embalagens finais.

Na Fase 4, armazenamento e distribuição, o principal objetivo é confirmar que o produto final chega adequado ao cliente. Assim nesta fase existe uma inspeção final do lote, sendo este submetido a uma lavagem exterior e ao seu correto acondicionamento de forma a que o sejam diminuídas as probabilidades de problemas no transporte.

4.1.1.2 Processo Cubos

Apesar do concentrado ser o mais utilizado no processo industrial, existe mais outro produto que tem como ponto de partida o tomate fresco, é os cubos. Este processo inicia-se com as mesmas seis etapas do processo de concentrado (Admissão, Pesagem, Controlo da qualidade, Descarga, Lavagem e Escolha), uma vez que o produto final não é triturado. Na Figura 4.2 está representado o processo dos cubos, excluindo as etapas que não diferem do outro processo.

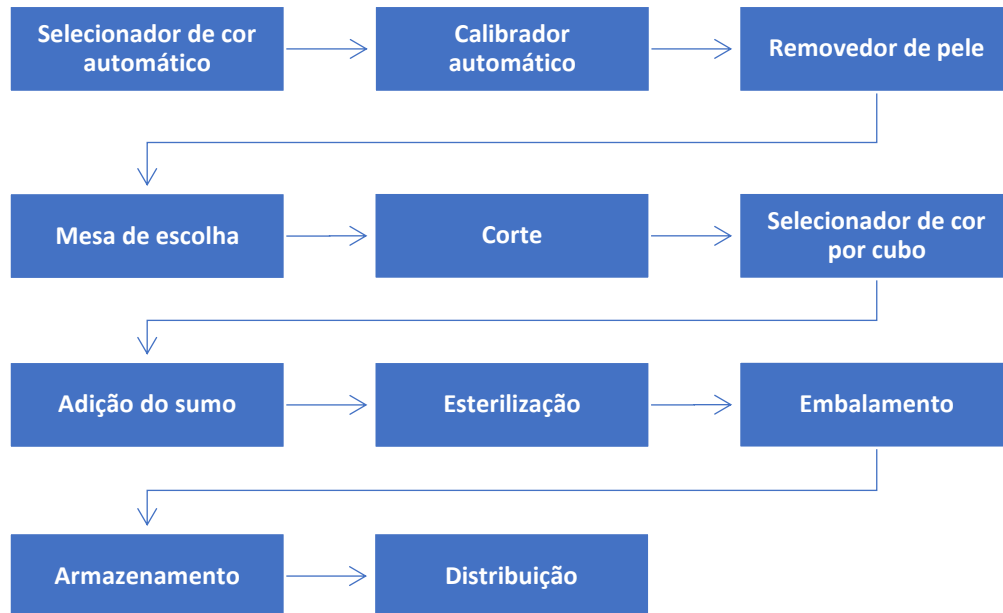


Figura 4.2 - Fluxograma processo cubos

Este processo consiste inicialmente num selecionador e um calibrador automáticos que tem em conta a cor e o tamanho dos tomates, respetivamente. Em seguida são escaldados com o intuito de soltar as peles tornando a sua remoção mais fácil, que é feita, na sua maioria, mecanicamente. De seguida é feita uma escolha manual de forma a que apenas os tomates dentro dos parâmetros, e sem vestígios de peles, continuem o processo.

No processo dos Cubos o tomate é cortado e de seguida passado num selecionador de cor para ser retirado pedaços que não correspondam com os critérios exigidos. Posteriormente é adicionado sumo, criando uma mistura que tem de ser esterilizada antes do seu embalamento. Assim é possível considerar a fase 3 do Processo Concentrado (Esterilização e Enchimento), também para este processo, uma vez que o tipo de embalamento, é o mesmo.

A parte final do processo corresponde à Fase 4 do Processo Concentrado (Armazenamento e Distribuição).

4.1.2 Área Retalho

Ao contrário da área industrial, esta parte da fábrica não tem como matéria prima o fruto, tomate, mas sim subprodutos do mesmo, como é exemplo o concentrado de tomate. Os resultados da produção têm como destinatários os clientes finais, ou seja, o consumidor. Na Figura 4.3 é possível observar o fluxograma das atividades referentes a esta área da fábrica.

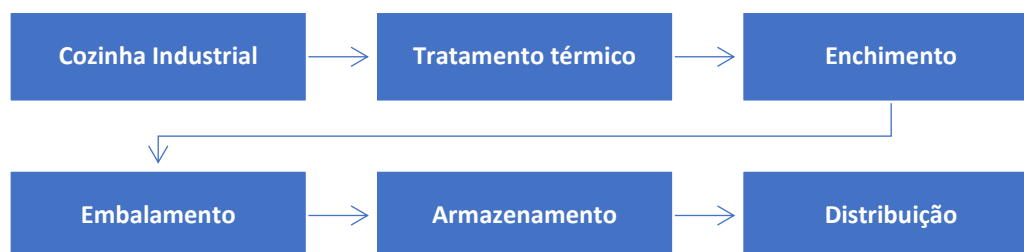


Figura 4.3 - Fluxograma área do retalho

Esta área usa como matérias prima não só os diferentes produtos produzidos pela área Industrial, bem como alguns legumes, especiarias ou bebidas.

É possível dividir este processo em 3 fases distintas:

A Fase 1, Cozinha Industrial, consiste na preparação de todos os ingredientes necessários, bem como fazer a mistura dos mesmos.

A Fase 2, Tratamento Térmico, tem como objetivo apurar a mistura executada na Cozinha Industrial e garantir a qualidade durante o período da sua validade. O produto é aquecido a altas temperaturas seguido de um arrefecimento repentino semelhante à esterilização.

A Fase 3, Enchimento e Embalamento, é a fase responsável pelo correto acondicionamento do produto. O tipo de enchimento usado está diretamente relacionado com a embalagem em que o produto final irá ser colocada. Existem quatro opções possíveis que seguem tecnologias diferentes:

- A quente;
- A frio;
- Asséptico;
- Autoclave;

No embalamento referente a esta área existe uma diferenciação importante, o material das embalagens. São utilizadas embalagens Tetra Pack, 200 ml a 500 ml, embalagens de vidro, 300 ml a 1000 ml e embalagens de plástico, 250 ml a 900 ml. As mesmas são menores que as embalagens industriais, uma vez que o cliente desta área é o consumidor final e não um processo industrial.

Vale a pena ressaltar que as áreas também se distinguem na forma de armazenamento. Enquanto os produtos da área industrial, devido ao seu embalamento assético, são possíveis de armazenar a céu aberto uma vez que estes não se deterioram nas condições ambiente, já os produtos provenientes da área do retalho são acumulados em armazéns específicos.

4.2 Consumos energéticos

4.2.1 Energia elétrica

Neste complexo, a energia elétrica consumida pela fábrica é toda fornecida pela RESP e destina-se a alimentar motores, sistemas iluminação, alguns equipamentos de controle, bem como alguns termoacumuladores espalhados na fábrica.

Para o caso do consumo de energia elétrica os dados foram obtidos online, através do sítio de contagem oferecido pelo comercializador. Para o levantamento, foram disponibilizados os consumos elétricos diários ao longo de dois meses distintos, com intervalos de 15 minutos entre cada medição para o ano de 2018. O primeiro mês é referente à altura fora de campanha (novembro) e outro para a altura de campanha (setembro). Os diagramas de carga podem ser observados na Figura 4.4. Foram ainda disponibilizados os consumos mensais para o mesmo ano.

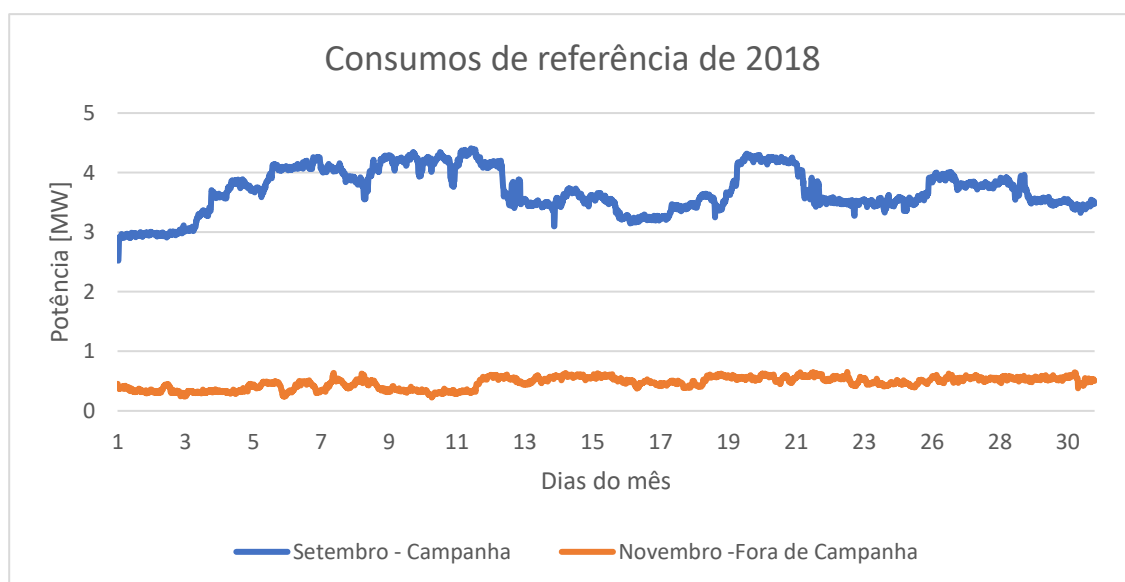


Figura 4.4 - Consumos de energia elétrica de referência

Extrapolação dos dados de consumos de energia elétrica

Com a relação entre valores mensais de consumo energético e os dois meses de referência, da Figura 4.4, foi feita uma extrapolação destes valores para os restantes meses. De seguida, apresentam-se todos os passos dados:

1º Passo: Foi feita uma relação entre os consumos mensais dos meses em falta e o respetivo mês de referência, dependendo de ser mês de campanha.

2º Passo: A razão obtida anteriormente foi multiplicada por cada momento de 15 min, de forma a obter os consumos de todos os meses.

3º Passo: Uma vez que os somatórios destes consumos não correspondiam na totalidade aos consumos mensais reais do cliente, foi necessário fazer um pequeno ajuste. Este consistiu em

fazer a razão entre os consumos mensais extrapolados e os consumos mensais fornecidos. De forma a este pode ser aplicado a todos os intervalos de tempo do mês.

O resultado da extrapolação feita está representado na Figura 4.5. Através da mesma verifica-se que os meses de Julho, Agosto e Setembro são quando existe maior consumo, uma vez que são os meses de colheita do tomate, período de campanha. No mês de outubro ainda existe alguma matéria prima que é processada, bem como são executados processos de limpeza, por isso ainda existe um consumo superior ao período fora de campanha.

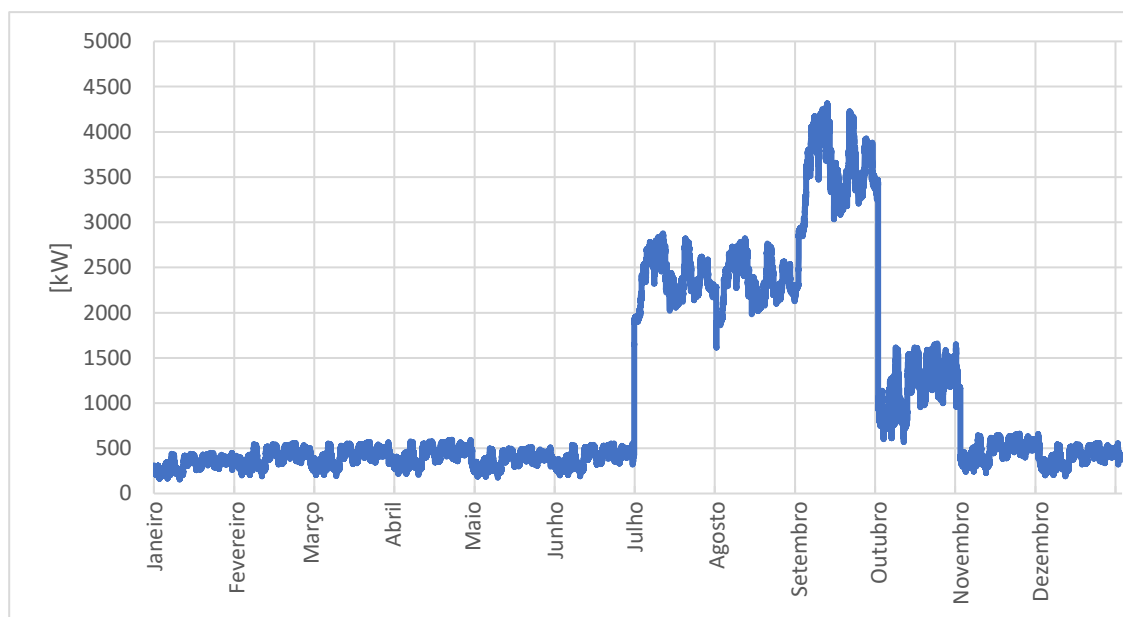


Figura 4.5 - Simulação do consumo anual da fábrica

4.2.2 Energia térmica

Os principais equipamentos utilizados nos processos deste complexo fabril recorrem maioritariamente à energia térmica em forma de vapor, como são exemplo as cozedoras, os evaporadores e os esterilizadores.

Já o consumo de energia térmica, devido há incapacidade de medição do mesmo, foi tido em consideração um valor médio por hora dentro de cada período, campanha e fora de campanha, 130 e 3 toneladas de vapor respetivamente. A pressão necessária na instalação são 10 bar. Os valores considerados são apenas referentes à energia térmica necessária para a produção. A estes consumos juntam-se ainda o sistema de água quente sanitária, no entanto a energia térmica referente a este sistema já é suprida através de um permutador de calor com o sistema de refrigeração dos compressores de ar comprimido.

Um dos passos necessários, é comparar a produção, apresentada em kWh com o consumo, em kg/h. A equação 50 foi a forma encontrada para tornar o consumo em kWh. Além de uma conversão kW para kJ/h é também necessário obter a entalpia específica do fluido em questão, kJ/kg.

$$kWh = \frac{\frac{kJ}{kg} * \frac{kg}{h}}{3600} \quad (50)$$

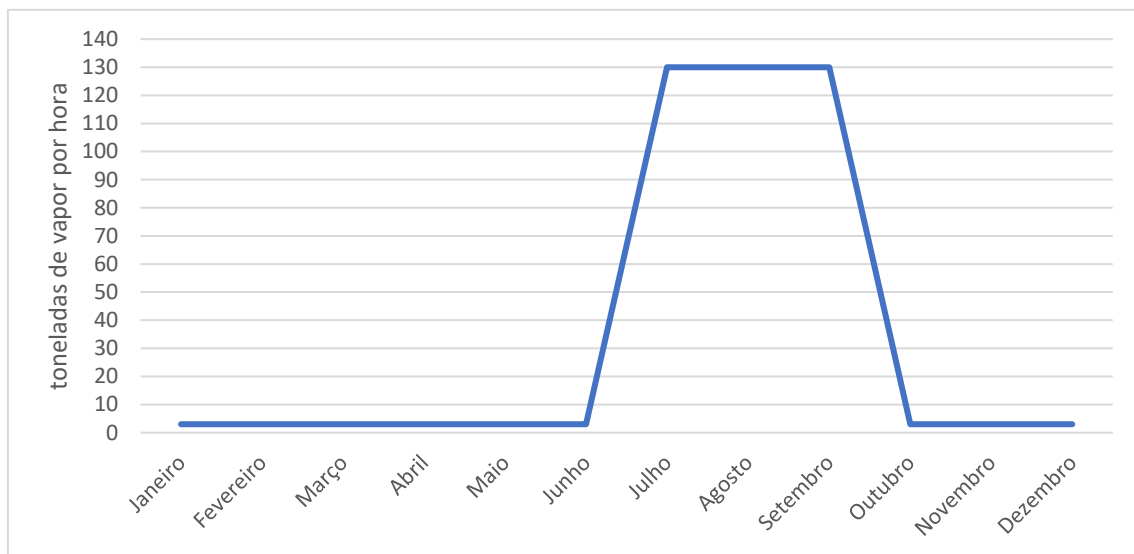


Figura 4.6 - Consumos de energia térmica na forma de vapor

4.2.3 Tarifas

Uma vez conhecidos os consumos inerentes à instalação fabril em estudo, é também necessário conhecer as tarifas energéticas que a empresa tem de suportar, bem como qual o valor das mesmas nos anos seguintes. De forma a ser possível analisar a viabilidade económica das soluções encontradas.

4.2.3.1 Compra de energia elétrica

Existem quatro períodos referentes aos tarifários energéticos, são eles o vazio normal, o super vazio, ponta e cheia. Na Tabela 4.1 é possível verificar os diferentes períodos em que cada um deles é aplicado, bem como o seu preço. Às tarifas apresentas acresce o valor do IVA.

Tabela 4.1 - Períodos do tarifário de energia elétrica

ESCALÃO	HORÁRIO DE INÍCIO	HORÁRIO DE FIM	PREÇO [€/kWh]
VAZIO NORMAL	00:15	02:00	0,07
	06:00	08:00	
	22:00	00:00	
SUPER VAZIO	02:00	06:00	0,06
PONTA	09:00	10:30	0,12
	18:00	20:30	
CHEIA	08:00	09:00	0,11
	10:30	18:00	
	20:30	22:00:00	

4.2.3.2 Compra de Gás natural

De forma a ser possível fazer uma avaliação correta do aumento do preço do gás natural, o mesmo foi estudado, através de dados da DGEG desde o início deste século. Para posteriormente fazer uma extrapolação dos preços para todos os anos de vida da central, de uma forma linear. Estes valores podem ser observados na Figura 4.7

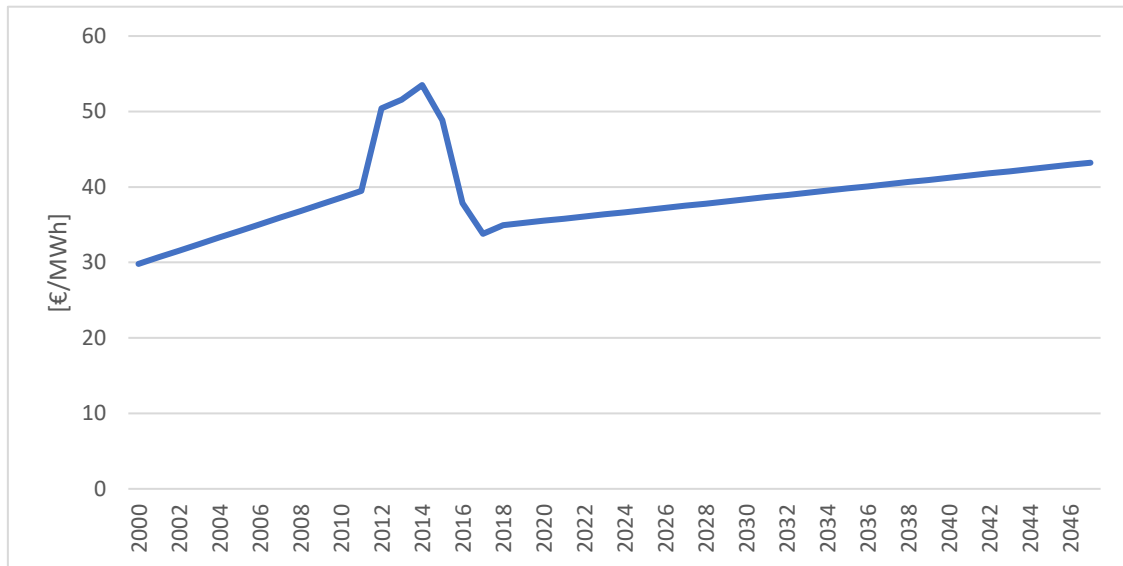


Figura 4.7 -Preço médio anual do Gás Natural

4.2.3.3 Venda de energia elétrica à rede

A energia produzida por uma UPP é vendida à RESP. Conforme referido na secção 2.3.1.1, a sua renumeração é sujeita a um leilão, segundo o desconto de um valor base de cada central. Uma vez que também seriam integrados coletores solares térmicos na instalação, tornaria a mesma numa categoria III e que possibilitaria um aumento, em relação à média, na sua tarifa base, ou seja 100 €/MWh. Para a tarifa de referência para o ano de 2018, $t_{ref,2018}$, foi tido em conta um desconto de 1% em relação à tarifa base (OMIE, 2018).

5 Análise de Resultados

Para a análise de resultados foi usada a ferramenta EXCEL, de forma a ser possível simular as duas centrais. No caso da central fotovoltaica, uma UPP, serão avaliadas diversas potências de ligação até ao máximo permitido por lei, 250 kW. Na central térmica serão estudados dois casos distintos. O primeiro será correspondente à supressão de todo o consumo de energia térmica constante ao longo do ano. No segundo, o objetivo da central será aquecer a água de alimentação de caldeiras à temperatura necessária, 100°C. As potências escolhidas para cada cenário procuram a maximização do VAL e do TIR.

5.1 Central fotovoltaica

Tal como observado na secção **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, é com a escolha do módulo e um inversor adequado ao mesmo, que se inicia a metodologia para a obtenção da energia produzida pela central fotovoltaica. Neste capítulo será apresentado o módulo escolhido para esta central, bem como são apresentados os resultados dos cálculos demonstrados na secção 3.2.1 relativos à adequabilidade do inversor e dos módulos. Posteriormente, são demonstrados os custos relativos à central, cujo os métodos de cálculo são apresentados na secção 3.2.3 e também a produção obtida anualmente, explicada na secção 3.2.2. É com recurso a estes parâmetros que é possível fazer a avaliação económica apresentada na secção 3.2.3. Para a execução destes cálculos foi considerado que a central contém 800 módulos, ou seja 250 kW, com explicado na subsecção 5.1.5.

5.1.1 Escolha dos módulos

O modelo do módulo escolhido foi o Policristalino 320W BYD Classe A, a título de exemplo, e uma vez que a sua potência permite que não haja competição do espaço disponível para a aplicação de ambas as centrais solares. As características do módulo encontram-se na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Características técnicas do módulo Policristalino 320 W BYD Classe A

PARÂMETROS	VALORES
$NOCT$ [°C]	45,20
P_{STC} [W]	320,00
α_p [%]	16,40
U_{Max} [V]	1000,00
$T_{cell_{m\acute{a}x}}$ [°C]	85,00
$T_{cell_{min}}$ [°C]	-40,00
$U_{MP,STC}$ [V]	36,78
ΔU_{MP} [%/°C]	-0,39
$U_{OC,STC}$ [V]	46,39
ΔU_{OC} [%/°C]	-0,31
$I_{SC,STC}$ [A]	9,15
ΔI_{SC} [%/°C]	0,07
g_η [%]	81,40
COMPRIMENTO [m]	1.962
LARGURA [m]	0.992
ALTURA, H [m]	0,55

5.1.2 Escolha do inversor

O Inversor escolhido foi o inversor Sungrow SG125HV-V122, com as características referidas na Tabela 5.2, uma vez que o mesmo tem as características necessárias para cumprir os critérios demonstrados na secção 223.2.1. Neste capítulo estão apresentadas as resoluções da equação 10 à equação 12 .

Tabela 5.2 - Características inversor Sungrow SG125HV-V122

PARÂMETROS	RESULTADOS
$P_{DC,m\acute{a}x}$ [W]	51250
P_{OUT} [W]	50000
U_{MPPT} [V]	[300-500]
$U_{Inv,m\acute{a}x}$ [V]	1000
$I_{m\acute{a}x}$ [A]	150

$$U_{MP,-10} = 36,78 + \left[1 + \frac{-0,39}{100} \times (-10 - 25) \right] = 41,80 \text{ V}$$

$$U_{MP,80} = 36,78 + \left[1 + \frac{-0,39}{100} \times (80 - 25) \right] = 28,89 \text{ V}$$

$$n_{P/S,min} = \frac{300}{28,89} = 10 \text{ módulos}$$

$$n_{P/S,m\acute{a}x} = \frac{500}{41,80} = 12 \text{ módulos}$$

$$U_{OC,T} = 46,39 \times \left[1 + \frac{-0,31}{100} \times (-10 - 25) \right] = 51,42 \text{ V}$$

$$U_{PV,min} = 51,42 \times 10 = 514,2 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

$$U_{PV,m\acute{a}x} = 51,42 \times 12 = 617,04 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

$$I_{SC,80} = 9,15 \times \left[1 + \frac{0,07}{100} \times (80 - 25) \right] = 9,53 \text{ A}$$

$$n_{string,m\acute{a}x} = \frac{150}{9,53} = 16 \text{ strings}$$

$$P_{instala\c{c}\tilde{a}o} = 10 \times 320 \times 16 = 51200 \text{ W}$$

$$P_{instala\c{c}\tilde{a}o} = 12 \times 320 \times 16 = 61440 \text{ W}$$

$$0,7 \leq \frac{P_{p/inversor}}{P_{DC,m\acute{a}x}} = \frac{51200}{51250} = 0,99 \leq 1,2$$

$$0.7 \leq \frac{P_{p/inversor}}{P_{DC,m\acute{a}x}} = \frac{61440}{51250} = 1.2 \leq 1.2$$

$$n_{Inversores} = \frac{P_{Instala\c{c}\tilde{o}}}{P_{DC,m\acute{a}x}} = \frac{800 \times 320}{51200} = 5$$

$$n_{Inversores} = \frac{P_{Instala\c{c}\tilde{o}}}{P_{DC,m\acute{a}x}} = \frac{800 \times 320}{61440} = 4.2$$

Uma vez que para ambas as possibilidades seria necessário instalar cinco inversores, a configuração com 10 módulos por *string* e 16 *strings* por cada inversor é a que melhor se adapta a esta instalação.

5.1.3 Custos

Conforme visto na secção 3.2.3, os custos inertes a uma central fotovoltaica, tratam-se do investimento inicial, dividido em duas partes, os custos com equipamentos e os custos de montagem, que por sua vez são proporcionais aos primeiros. Existem ainda os custos de operação e manutenção, tmbm eles proporcionais aos custos com equipamentos. A estes custos adicionam-se os custos relativos a legalização do projeto C_L , explicados na secção 3.2.3. Na Tabela 5.3  possível verificar os custos relativos a uma central com a potencia de 250 kW.

Tabela 5.3 - Custos do central solar Fotovoltaica

PARÂMETROS	RESULTADOS []
INVESTIMENTO INICIAL, I_i	293 180
CUSTOS COM EQUIPAMENTOS, C_{eq}	162 461
CUSTOS DE MONTAGEM, $C_{montagem}$	129 969
CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO, $C_{O\&M}$	4 386
CUSTOS DE LEGALIZAÇÃO, C_L	500

5.1.4 Produção

Após escolhidos os equipamentos e recolhidas as informações sobre a insolação e a temperatura, já se torna possível proceder aos cálculos necessários para avaliar a produção fotovoltaica. Assim através da metodologia apresentada na secção **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, é possível dimensionar diversas centrais em que a variável principal é o número de módulos da instalação. A **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** demonstra os resultados, de dia 1 de janeiro, dos cálculos necessários para a produção em cada intervalo de tempo, neste caso cada hora.

Tabela 5.4 - Produção de energia elétrica, PV - Dia 1 de janeiro

HORA	G [kWh/m ²]	$T_{méd}$ [°C]	T_{cell} [°C]	P_{DC} [W/ m ²]	$P_{DC,out}$ [W]	P_{AC} [kW]	ENERGIA [kWh]
00:10	0,0	7,4	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0
01:10	0,0	7,9	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0
02:10	0,0	8,4	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0
03:10	0,0	8,9	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0
04:10	0,0	9,2	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0
05:10	0,0	9,5	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0
06:10	0,0	9,9	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0
07:10	0,0	10,5	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0
08:10	0,0	11,1	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0
09:10	68,7	11,6	13,8	22,9	30361,6	29,8	29,8
10:10	63,2	12,9	14,9	21,0	27799,6	27,2	27,2
11:10	169,0	14,2	19,5	55,2	73111,2	71,6	71,6
12:10	107,4	15,4	18,8	35,2	46593,8	45,7	45,7
13:10	45,9	15,7	17,1	15,1	20016,1	19,6	19,6
14:10	394,8	15,9	28,3	124,7	165052,9	161,8	161,8
15:10	743,8	16,1	39,5	224,5	297162,8	291,2	291,2
16:10	57,9	14,5	16,3	19,2	25356,1	24,8	24,8
17:10	0,0	12,8	12,8	0,0	0,0	0,0	0,0
18:10	0,0	11,1	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0
19:10	0,0	10,1	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0
20:10	0,0	9,1	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0
21:10	0,0	8,1	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
22:10	0,0	7,7	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0
23:10	0,0	7,3	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0

Através das fichas técnicas dos módulos é possível saber que os produtores garantem uma produção de 81,4% no final da vida útil, para obter a degradação anual é aplicada a equação 26:

$$\alpha_{deg,anual} = \frac{1 - 0.814}{25 - 1} = 0,744\%$$

Desta forma é possível calcular toda a energia produzida pela central ao longo da sua vida útil, 25 anos, que é a vida útil apresentada pelo fabricante dos módulos. Na Figura 5.1, é possível observar a produção energética anual, calculada através da equação 28, durante o ciclo de vida da central. A diminuição da produção anual é resultado da degradação existente nos módulos.

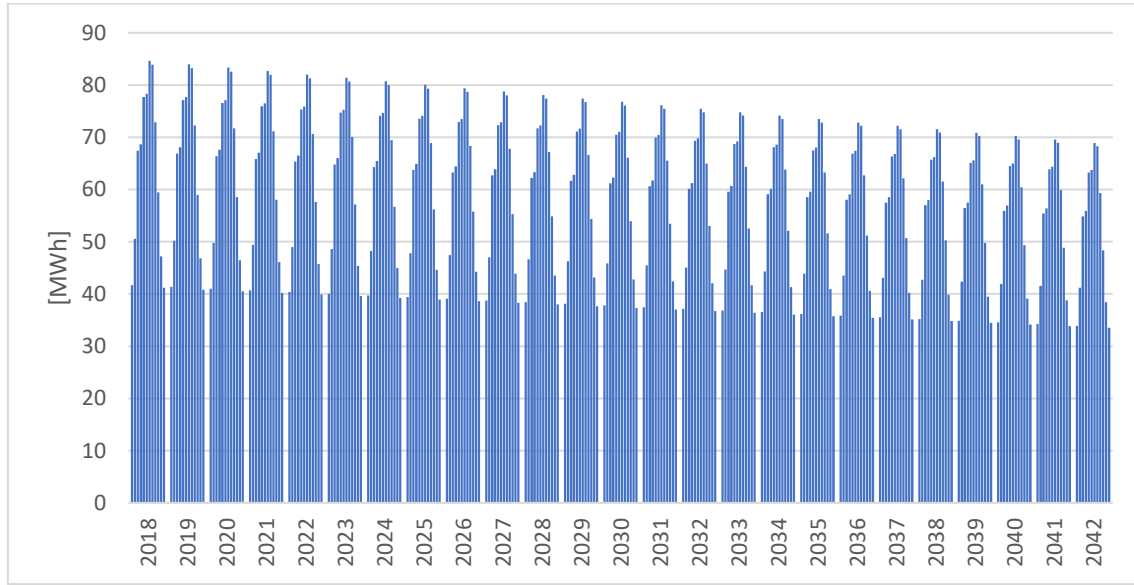


Figura 5.1 - Representação gráfica da produção energética mensal ao longo do ciclo de vida

5.1.5 Análise económica

Na secção 2.3.3 estão descritos os indicadores económicos a utilizar na avaliação económica do projeto fotovoltaico. Primeiro é preciso calcular as Receitas Mensais, R_m , que são calculadas através da multiplicação da energia obtida mensalmente, **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, pela tarifa de referência, é 99€/MWh, como explicado no capítulo 4.2.3.3.

$$R_m = Energia_m \times t_{ref,ano} \quad (51)$$

Posteriormente é necessário somar todas as Receitas Mensais, para obter as Receitas Totais R_t ,

$$R_t = \sum R_m \quad (52)$$

De forma a obter os *Cash Flows* anuais, apresentado na Tabela 5.5 para o ano de 2018, é necessário subtrair às receitas totais, as despesas totais da mesma, D_t , que neste caso são os custos de operação e manutenção que correspondem a uma percentagem do investimento inicial.

$$CASH\ FLOW\ anual = R_t - D_t \quad (53)$$

Tabela 5.5 - Cash Flows do ano de referência da instalação

MÊS	$R_m - 2018$ [€]
JANEIRO	4.125
FEVEREIRO	5.005
MARÇO	6.674
ABRIL	6.796
MAIO	7.696
JUNHO	7.754
JULHO	8.380
AGOSTO	8.305
SETEMBRO	7.212
OUTUBRO	5.885
NOVEMBRO	4.670
DEZEMBRO	4.075
R_t	76.580
D_t	-4.386
CASH FLOW ANUAL	72.193

Posteriormente é necessário calcular todos os *Cash Flows* anuais durante o ciclo de vida, para ser possível calcular os indicadores económicos mais relevantes, explicados na secção 2.3.3, o VAL, TIR, LCOE e PRI. Além destes indicadores para visualizar a evolução do investimento, foram calculados os *Cash Flows* acumulados, como pode ser observado na Figura 5.2.

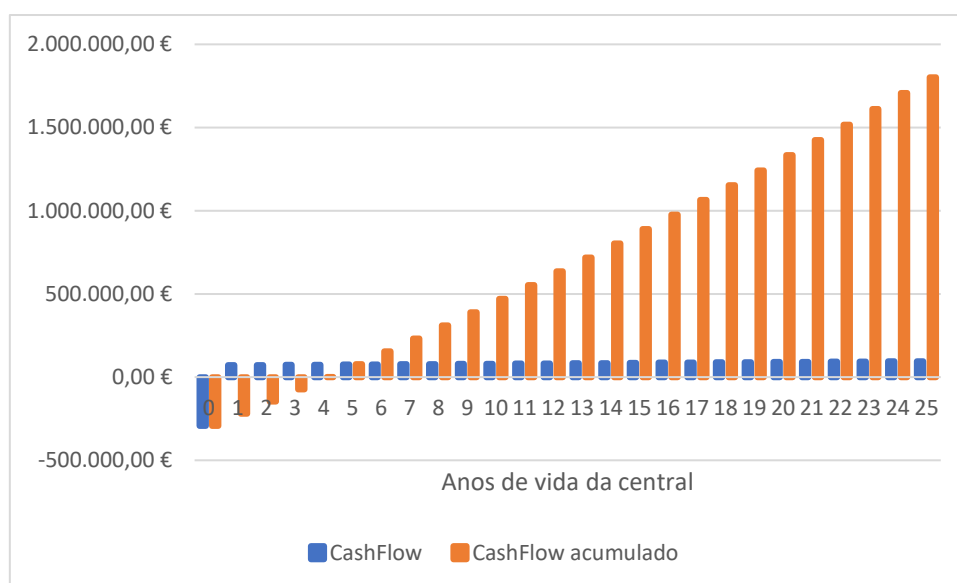


Figura 5.2 - Representação gráfica dos Cash Flows anuais e do Cash Flow acumulado

Na Tabela 5.6 são apresentados os resultados de todos os indicadores estudados de forma resumida.

Tabela 5.6 - Resumo dos indicadores económicos da Central Fotovoltaica

PARÂMETROS	RESULTADOS
VAL [€]	691.713
TIR [%]	25,79
LCOE [€/MWh]	4,18
PRI [anos]	4

A Figura 5.3, apresenta os valores referentes ao VAL e ao TIR quando aplicada a metodologia apresentada no capítulo 3.2, variando o número de módulos. É possível observar que a maximização dos valores do VAL, se encontra no máximo de potencia de ligação permitido pela legislação, 250kW, ou seja, 800 módulos. Todos os resultados apresentados na secção 5.2. consideram este número de módulos.

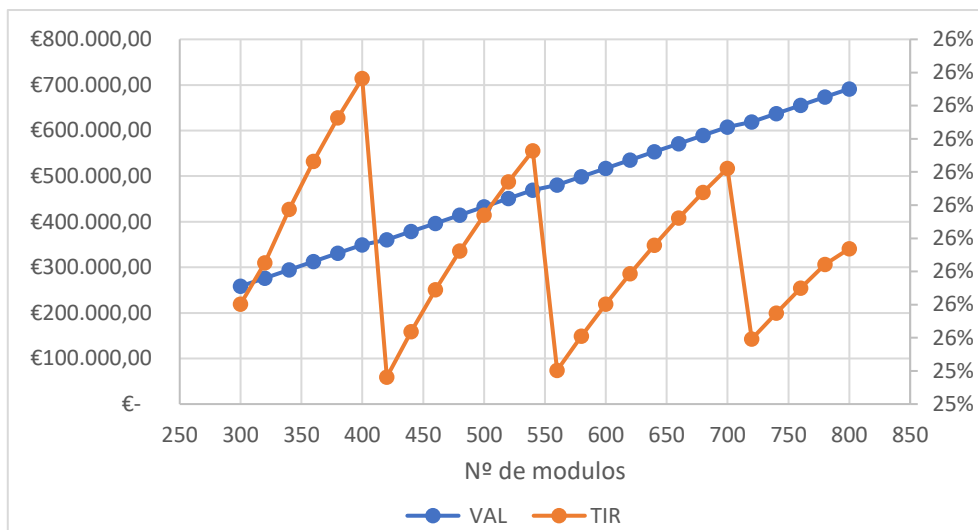


Figura 5.3 - Representação Gráfica do VAL e do TIR da central fotovoltaica

5.1.6 Disposição da central

Dos diversos telhados existentes nas instalações, foi escolhido que a central fotovoltaica se localizaria sobre os armazéns de retalho. Para ser possível concluir se a central solar se adequa a este espaço, é necessário, primeiramente, realizar os cálculos apresentados na secção 3.4, cujo resultados são apresentados na Tabela 5.7, sabendo assim o espaçamento necessário para haver o mínimo de sombreamento.

Tabela 5.7 - Resultados para a disposição dos módulos

PARÂMETROS	RESULTADOS
ÂNGULO DA ALTURA MÍNIMA DO SOL, β [°]	27,64
DISTANCIA ENTRE MÓDULOS, d [m]	1,88
d1 [m]	1,06
d2 [m]	0,82
INCLINAÇÃO, [°]	34
DIREÇÃO, [°]	0

Seguidamente, sabendo o espaçamento necessário entre módulos e a respetiva área, com recurso ao *software* Sketchup² e o seu *plugin* Skelion³ é possível verificar que a central se adequa ao espaço escolhido, tal como podemos observar na .Figura 5.4

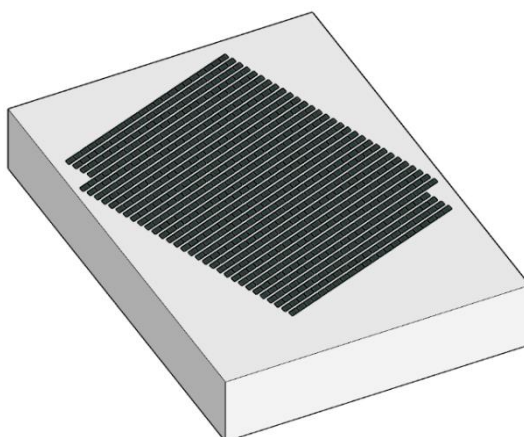


Figura 5.4 - Representação da Central Fotovoltaica

Assim, considera-se que não existe qualquer limitação a implementação da central fotovoltaica dimensionada, nem económica nem física.

5.2 Central térmica

Neste capítulo serão apresentados os resultados dos cálculos relativos à metodologia apresentada na secção 3.3. Começando com a apresentação do coletor escolhido, posteriormente a energia produzida e armazenada pelo sistema, através dos cálculos da secção 3.3.1. são ainda calculados os custos dos sistemas demonstrados na secção 3.3.2, finalizando com avaliação económica do projeto explicado na secção 2.3.3. Para esta central serão calculados dois cenários. Um primeiro caso em que o sistema produz vapor, designado TV, e um segundo caso em que o objetivo será aquecer a água de alimentação do sistema de geração do vapor, designado TA.

² <https://www.sketchup.com/>

³ <http://skelion.com/>

5.2.1 Escolha do coletor

Uma vez caracterizados todos os cenários aplicados a esta central, é necessário caracterizar o coletor escolhido, Vacuum Tube Collectors CPC 18 INOX. O coletor conta com a junção de duas tecnologias, painel de tubos evacuados com a tecnologia CPC. O mesmo foi escolhido por ter a capacidade de gerar vapor à pressão desejada pelo processo. Na Tabela 5.8 são apresentadas as características técnicas necessárias.

Tabela 5.8 - Características do coletor Vacuum Tube Collectors CPC 18 INOX

PARÂMETROS	VALORES
POTÊNCIA [kW]	2,4
H0 [%]	64,2
C1 [W/(m ² K)]	0,89
C2 [W/(m ² K)]	0,001
ÁREA DE INCIDÊNCIA [m ²]	3
COMPRIMENTO [m]	2,08
LARGURA [m]	1.64
ALTURA, H [m]	0,92

5.2.2 Custos

Através do descrito na secção 3.2.2 é possível verificar que no caso de uma central solar térmica além dos custos enumerados para uma central solar fotovoltaica, aos quais se retiram os custos de legalização, acrescentam-se os custos de revisão e de armazenamento,

Tabela 5.9 - Custos da central solar térmica

PARÂMETROS	TV [€]	TA [€]
INVESTIMENTO INICIAL, I_i	2 774 400	1 455 360
CUSTOS COM EQUIPAMENTOS, C_{eq}	1 734 000	909 600
CUSTOS DE MONTAGEM, $C_{montagem}$	1 040 400	545 760
CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO, $C_{O\&M}$	69 360	36 384
CUSTOS DE REVISÃO, $C_{Revisão}$	173 400	90 960
CUSTOS DE REVISÃO ANUAL, $C_{Revisão\ anual}$	5 780	3 032
CUSTO DE ARMAZENAMENTO, $C_{armazenamento}$	0	11 371

Tabela 5.9 - Custos da central solar térmica

PARÂMETROS	TV [€]	TA [€]
INVESTIMENTO INICIAL, I_i	2 774 400	1 455 360
CUSTOS COM EQUIPAMENTOS, C_{eq}	1 734 000	909 600
CUSTOS DE MONTAGEM, $C_{montagem}$	1 040 400	545 760
CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO, $C_{O\&M}$	69 360	36 384
CUSTOS DE REVISÃO, $C_{Revisão}$	173 400	90 960
CUSTOS DE REVISÃO ANUAL, $C_{Revisão\ anual}$	5 780	3 032
CUSTO DE ARMAZENAMENTO, $C_{armazenamento}$	0	11 371

5.2.3 Produção

Após o levantamento dos dados necessários para a modelização da central, retirados da ficha técnica do módulo escolhido, é possível, através da metodologia apresentada na secção 3.3, proceder aos cálculos necessários para obter a energia em cada intervalo de tempo. Na Tabela 5.10 está representado um dia do mês de janeiro para o cenário TV, bem como para o cenário TA na Tabela 5.11, no entanto referente ao mês de abril.

Tabela 5.10 – Produção de energia térmica, TV, dia de referência, janeiro.

TEMPO t	G [Wh/m ²]	$T_{méd}$ [°C]	ΔT	η [%]	Q [kWh]	C [kWh]	DIF [kWh]	$Q_{acumulada}$ [kWh]
00:45	0	6,1	93,9	0,0	0	2315	2315	0
01:45	0	6,0	94,0	0,0	0	2315	2315	0
02:45	0	5,8	94,2	0,0	0	2315	2315	0
03:45	0	5,7	94,3	0,0	0	2315	2315	0
04:45	0	5,5	94,5	0,0	0	2315	2315	0
05:45	0	5,2	94,8	0,0	0	2315	2315	0
06:45	0	5,0	95,0	0,0	0	2315	2315	0
07:45	0	5,5	94,5	0,0	0	2315	2315	0
08:45	301	5,9	94,1	33,4	436	2315	1922	0
09:45	553	6,4	93,6	47,6	1140	2315	1289	0
10:45	745	8,4	91,6	52,1	1684	2315	799	0
11:45	859	10,4	89,6	54,0	2010	2315	506	0
12:45	888	12,4	87,6	54,6	2100	2315	425	0
13:45	830	13,1	86,9	54,0	1942	2315	567	0
14:45	688	13,7	86,3	52,0	1550	2315	920	0
15:45	474	14,3	85,7	46,6	957	2315	1454	0
16:45	208	12,8	87,2	23,2	209	2315	2126	0
17:45	0	11,2	88,8	0,0	0	2315	2315	0
18:45	0	9,7	90,3	0,0	0	2315	2315	0
19:45	0	8,8	91,2	0,0	0	2315	2315	0
20:45	0	7,9	92,1	0,0	0	2315	2315	0
21:45	0	6,9	93,1	0,0	0	2315	2315	0
22:45	0	6,7	93,3	0,0	0	2315	2315	0
23:45	0	6,4	93,6	0,0	0	2315	2315	0

Tabela 5.11 - Produção de energia térmica, TA, dia de referência, abril

TEMPO t	G [Wh/m ²]	$T_{méd}$ [°C]	ΔT	η [%]	Q [kWh]	C [kWh]	DIF [kWh]	$Q_{acumulada}$ [kWh]
00:45	0	10,9	49,1	0,0	0	387	-1766	1766
01:45	0	10,6	49,4	0,0	0	387	-1380	1380
02:45	0	10,3	49,7	0,0	0	387	-993	993
03:45	0	9,9	50,1	0,0	0	387	-606	606
04:45	0	9,7	50,3	0,0	0	387	-220	220
05:45	0	9,4	50,6	0,0	0	387	167	0
06:45	85	9,1	50,9	7,9	15	387	373	0
07:45	306	11,4	48,6	49,3	343	387	78	0
08:45	553	13,7	46,3	56,4	709	387	-251	251
09:45	773	16,0	44,0	58,9	1035	387	-796	796
10:45	937	17,6	42,4	60,0	1278	387	-1560	1560
11:45	1030	19,2	40,8	60,5	1417	387	-22449	2449
12:45	1040	20,8	39,2	60,7	1435	387	-3354	3354
13:45	978	21,3	38,7	60,5	1346	387	-4179	4179
14:45	837	21,8	38,2	60,0	1141	387	-4820	4820
15:45	635	22,4	37,6	58,7	848	387	-5196	5196
16:45	393	21,2	38,8	55,0	492	387	-5252	5252
17:45	154	20,1	39,9	40,1	140	387	-4992	4992
18:45	20	19,0	41,0	0,0	0	387	-4605	4605
19:45	0	17,0	43,0	0,0	0	387	-4219	4219
20:45	0	14,9	45,1	0,0	0	387	-3832	3832
21:45	0	12,9	47,1	0,0	0	387	-3446	3446
22:45	0	12,3	47,7	0,0	0	387	-3059	3059
23:45	0	12,0	60,0	0,0	0	387	-2672	2672

O mesmo procedimento é aplicado para os restantes dias do ano com os dados referentes ao mês em questão. Na Tabela 5.12 encontram-se resumidos os dados de produção de ambos os cenários em estudo.

Tabela 5.12 - Resumo da situação energética de cada cenário.

PARAMETROS	TV	TA
ENERGIA NECESSÁRIA [kWh]	20 276 480	3 386 470
ENERGIA NÃO SOLAR [kWh]	15 102 266	348 637
ENERGIA SOLAR [kWh]	5 174 214	3 037 833
FRAÇÃO SOLAR	0,26	0,90

5.2.4 Avaliação económica

Para a avaliação económica da central térmica foram utilizados os indicadores económicos referidos no capítulo 2.3.3, Para o cálculo destes indicadores económicos, como o VAL e o TIR, é necessário conhecer os *cash flows* anuais que neste caso é a diferença entre as poupanças possíveis com a instalação do sistema solar térmico e as despesas existentes com o sistema.

Para calcular as poupanças possíveis anualmente que correspondem as Receitas totais, R_t , é necessário identificar a energia que é consumida que não seja proveniente de fonte solar, $Energia_{\text{não solar}}$. Esta consiste no somatório de todos os valores positivos obtidos através da equação 37, DIF_t , para cada ano, e a energia total consumida $Energia_{\text{total}}$, somatório dos consumos energéticos, C . Por fim é necessário conhecer o preço do gás natural referente ao respetivo ano, $p_{\text{gn,ano}}$.

$$R_t = (Energia_{\text{total}} - Energia_{\text{não solar}}) \times p_{\text{gn,ano}} \quad (54)$$

De forma a calcular os *Cash Flow* anuais, é necessário subtrair às receitas totais as despesas totais, D_t , que neste caso são iguais aos custos de revisão anual, para cada caso.

$$\text{Cash Flow anuais} = R_t - D_t \quad (55)$$

Na Figura 5.5 e na Figura 5.6 estão representados os cash-flows anuais e acumulados relativos ao cenário TV e TA, respetivamente.

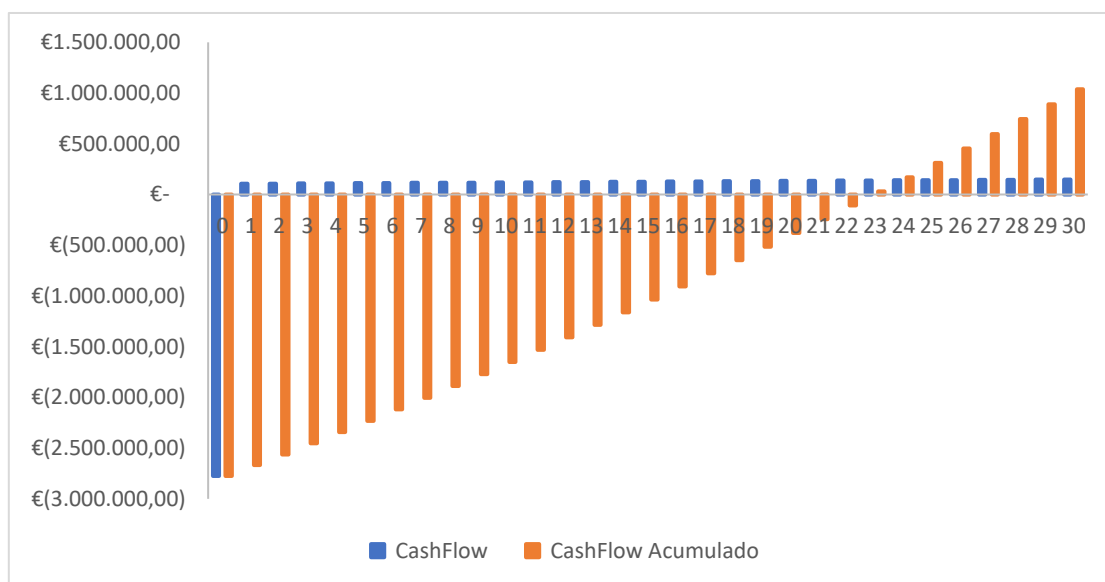


Figura 5.5 - Representação gráfica dos CashFlow Anuais e Acumulado, cenário TV

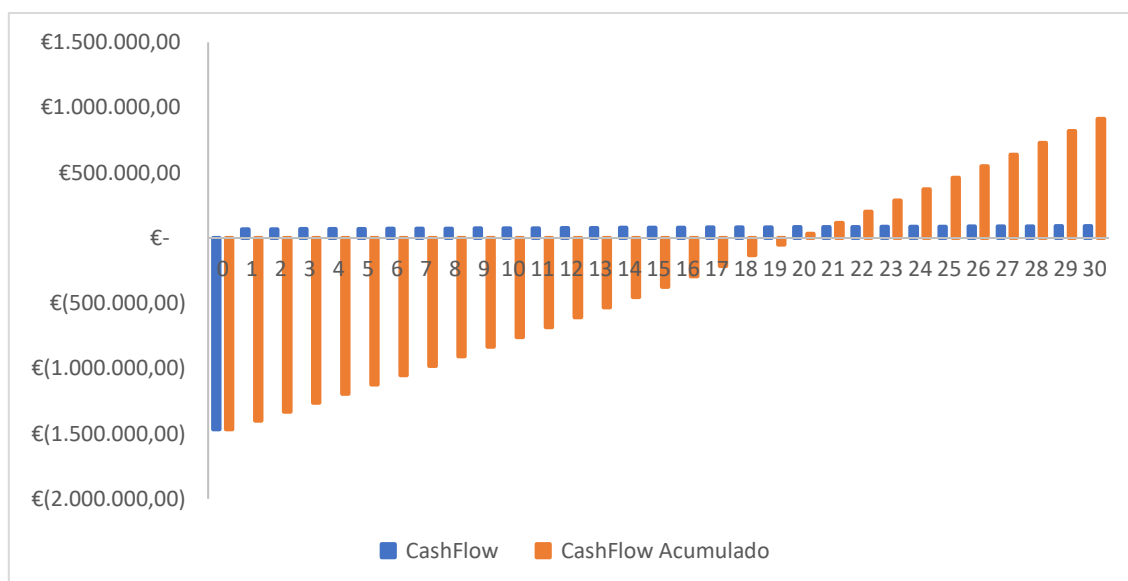


Figura 5.6 - Representação gráfica dos CashFlows Anuais e Acumulado, cenário TA

Depois de conhecidos os *Cash Flows* de ambos os cenários, é possível calcular os indicadores apresentados, como o VAL, TIR, LCOE, PRI. Os seus resultados para os cenários estão a apresentados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 - Resumo da avaliação económica de cada cenário

CENÁRIOS	VAL [€]	TIR [%]	LCOE [€/kWh]	PRI [ANOS]
TV	22 921	2,06	0,43	22
TA	280 855	3,25	0,39	19

Através da resolução dos cálculos demonstrados na secção 3.3 para ambos os casos de estudo é possível perceber que para o cenário TV, Figura 5.7 , a maximização do VAL se encontra nos 1445 módulos. Já para o cenário TA, Figura 5.8, a maximização do mesmo indicador económico está nos 758 módulos. Todos os resultados apresentados na secção 5.2 consideram estes valores. Nas figuras indicadas é possível reparar que em ambos os cenários o valor da TIR está muito próximo do valor da taxa de atualização utilizado, 2%.

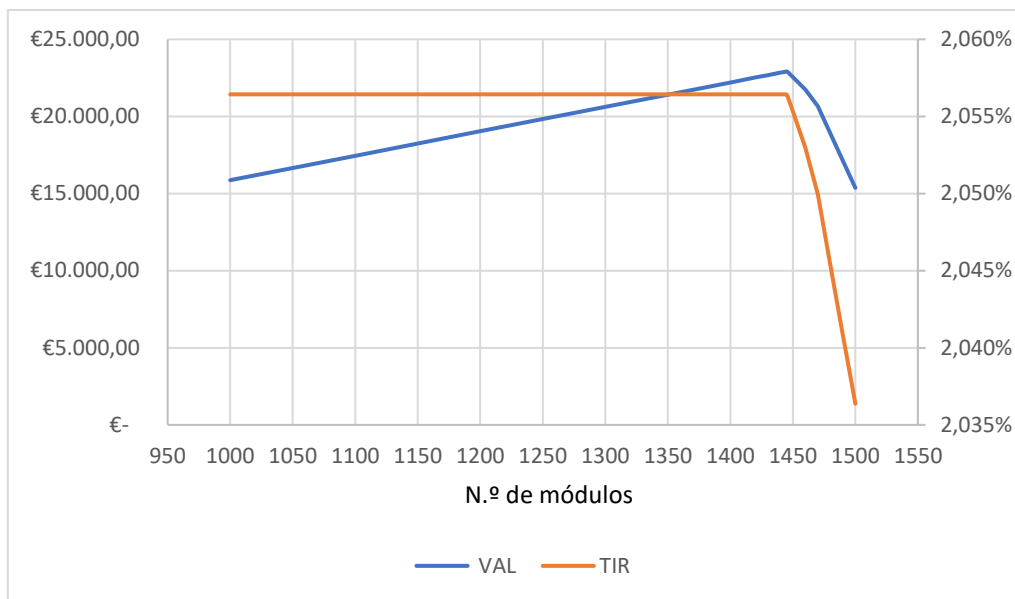


Figura 5.7 - Representação gráfica VAL e TIR cenário TV

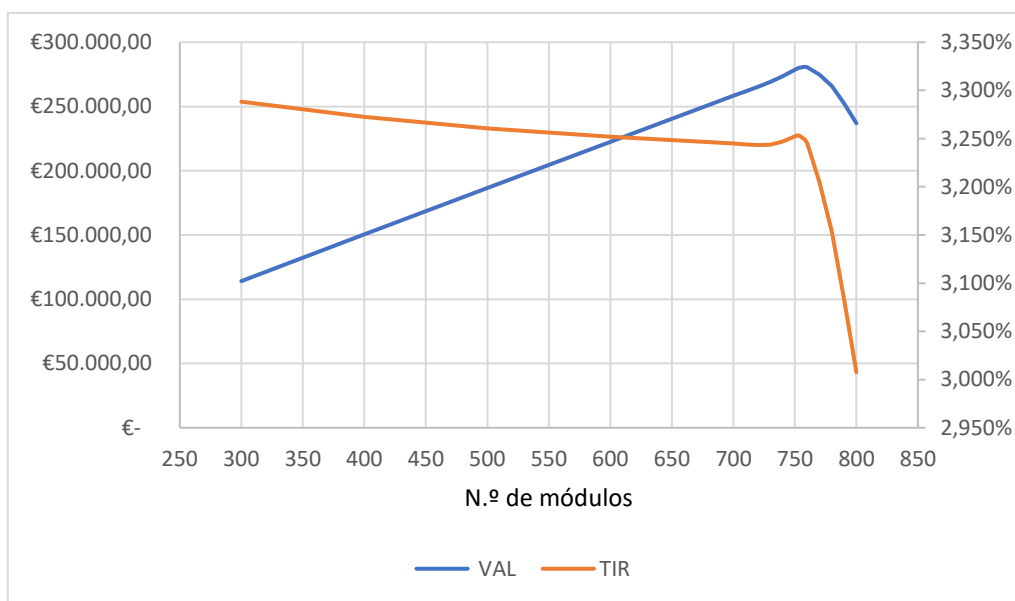


Figura 5.8 - Representação gráfica VAL e TIR, cenário TA

5.2.5 Disposição da central

Devido às perdas inerentes à central térmica a mesma será colocada nas proximidades do seu consumo de forma a diminuir as perdas existentes. Através da resolução dos cálculos apresentados na secção 3.4, para o coletor solar térmico utilizado é possível conhecer a distância que deve existir entre coletores de forma a existir o mínimo de sombreamento, estes resultados são apresentados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14 - Resultados para a disposição dos coletores

PARÂMETROS	RESULTADOS
ÂNGULO DA ALTURA MÍNIMA DO SOL, β [°]	27,64
DISTÂNCIA ENTRE MÓDULOS, D [m]	3,11
d1 [m]	1,75
d2 [m]	1,36

Seguidamente, sabendo o espaçamento necessário entre módulos e as respetivas áreas, com recurso ao *software* Sketchup e o seu *plugin* Skelion é possível verificar que as centrais se adequam ao espaço escolhido, tal como podemos observar na Figura 5.10, para o cenário TV e na Figura 5.9, para o cenário TA.

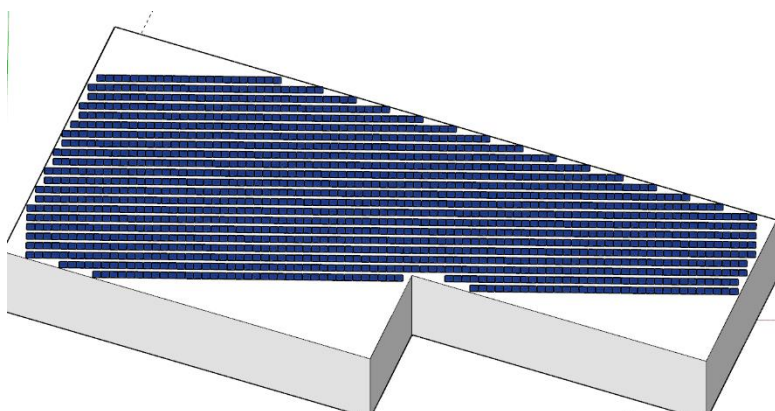


Figura 5.10 - Representação Central Térmica, cenário TV

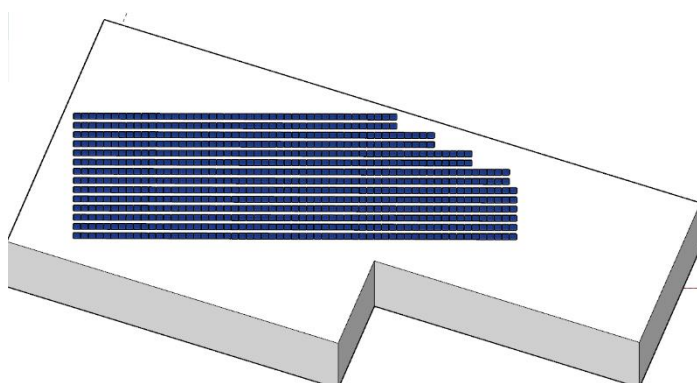


Figura 5.9 - Representação Central Térmica, cenário TA

Assim, considera-se que não existe qualquer limitação a implementação das centrais térmicas dimensionadas, nem económica nem física.

6 Conclusão e trabalhos futuros

6.1 Conclusão

Através da análise dos resultados obtidos, é possível concluir que novas formas de produção energética industrial através de fontes de energia renovável, neste caso energia solar, são um ponto importante de estudo nas medidas de eficiência energética, uma vez que além de visarem a poupança de recursos que não estão disponíveis localmente, são economicamente viáveis.

As metodologias encontradas para a simulação das centrais em estudo, procuram ser ferramentas de fácil aplicação para indústrias altamente consumidoras, sendo assim possível fazer uma escolha mais informada.

Em qualquer um dos cenários estudados, tanto a central fotovoltaica, como a central térmica para produção de vapor ou a central térmica para o aquecimento de água de alimentação das caldeiras, verificou-se serem viáveis economicamente. É importante referir que os resultados tiveram em conta a localização geográfica da fábrica da Sugal de Benavente, a irradiação solar neste mesmo local e que o sombreamento é mínimo sobre os módulos fotovoltaicos ou os coletores térmicos. Ainda é importante salientar que o estudo económico foi baseado na legislação em vigor até Março de 2019.

A central fotovoltaica, com uma potência instalada de 256 kW, necessita de um investimento inicial de 293.180 €, para obter um VAL de 691.713 €. O PRI deste investimento ronda os 4 anos.

Para os casos da central térmica, são utilizados coletores CPC, no entanto esta metodologia é aplicável a outros tipos de tecnologia. Além disso foi tido em conta um rendimento da central excluindo os coletores de 90%. O tamanho da central pode significar que este valor seja otimista. Para a produção de vapor são necessários 1445 coletores térmicos, o que significa um investimento inicial de 2 774 400 €, com um VAL de 22 921 €. Neste caso o PRI rondaria os 22 anos. Para o caso do aquecimento da água de alimentação, seriam necessários 758 coletores, conseguindo obter um VAL de 280 855€, no mesmo período de tempo e com um investimento inicial de 1 455 360 €. Assim o PRI estaria por volta do 19º ano de vida da central. Apenas neste segundo caso é necessário fazer armazenamento do produto da produção, que ronda os 47 m³. Para calcular o custo com o armazenamento, foi tido em conta um valor médio, 0.24 €/m³ de armazenamento.

Assim sendo é possível concluir que, apesar de todos os investimentos serem economicamente viáveis, o mais apelativo seria a central fotovoltaica uma vez que é uma tecnologia madura e mais barata e apresenta melhores indicadores.

Os CPC ainda são uma tecnologia recente, o que faz com que ainda haja pouca procura sendo por isso mais cara. Apesar disto o estudo desta opção é importante já que permite a concentração de energia sem o seguimento solar.

6.2 Trabalhos futuros

Dadas as conclusões e todo o trabalho desenvolvido nesta dissertação, apresentam-se de seguida as seguintes sugestões para trabalhos futuros tendo em vista a eficiência energética:

É proposto fazer o estudo de viabilidade para uma Unidade de Produção para Autoconsumo, incluindo a possibilidade de acumulação de energia elétrica e de outras fontes de energia, como a energia eólica, uma vez que a fábrica consome durante todo o dia.

Dado os subprodutos industriais presentes na SUGAL, propõe-se que seja estudado a viabilização da produção de biogás através dos resíduos do tomate, de forma a criar-se assim uma fonte de energia renovável proveniente dos resíduos resultantes do processo industrial do tomate.

De forma a diminuir consumos energéticos, deve ser criado um sistema de apoio à decisão que permita escolher qual equipamento é que deve ser utilizado tendo em conta a quantidade de matéria prima disponível.

Referências bibliográficas

- AIGUASOL. (2016). *Appsol - Manual de diseño de sistemas solares térmicos para la Industria chilena*. Chile. Retrieved from <http://appsol.cl/>
- Akalu, M. M. (2001). Re-examining project appraisal and control: Developing a focus on wealth creation. *International Journal of Project Management*, 19(7), 375–383. [https://doi.org/10.1016/S0263-7863\(00\)00019-3](https://doi.org/10.1016/S0263-7863(00)00019-3)
- Alves, O. (2014). *Estudo e melhoria da eficiência energética no setor agroindustrial*. Instituto Politécnico de Portalegre.
- Bhave, A. G. (2012). Industrial Process Heat Applications of Solar Energy. *International Journal of Modern Engineering Research*, 2(5), 3800–3802.
- British Petroleum. (2018). *Statistical Review of World Energy*. 67th edition. London.
- Centre of Research for Energy Resources and Consumptions. (2014). *Best practices Guide*.
- CITEVE - Centro Tecnológico das Industrias Textil e do Vestuário de Portugal. (2012). *Plano setorial de melhoria da eficiência energética em PME - Sector agroalimentar (IAPMEI)*.
- Cusseiala, M. N. (2013). *Modelação de sistemas de armazenamento de energia térmica para aumentar a penetração de energias renováveis na produção de electricidade*. Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa.
- Dahlbom, B., Greer, H., Egmond, C., & Jonkers, R. (2009). *Changing Energy Behaviour*. Madrid: Ormobook.
- Duffie, J., & Beckman, W. (2013). *Solar Engineering of Thermal Process*. (J, Ed.) (4th Editio). Hoboken: John Wiley & Sons.
- Europeia, C. (2020). Energia. Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-directive>
- Franco, L. P. M. (2011). Viabilidade da aplicação da energia solar no reaquecimento de uma central termoelétrica. Retrieved from <http://run.unl.pt/handle/10362/7023>
- Goswami, D. Y. (2015). *Principles of Solar Engineering*. New York.
- Hudson, L. G., & Markell, J. (1985). *Solar Technology*.
- Instituto Nacional de Estatística, I. (2016). *Estatísticas das Empresas*. (I. N. de E. IP, Ed.). Instituto Nacional de Estatística, I. P. Retrieved from www.ine.pt
- Iorgulescu, M. (2017). Study of energy efficiency in industry. In *2017 10th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)* (pp. 573–578). Bucharest: IEEE. <https://doi.org/10.1109/ATEE.2017.7905108>
- Kalogirou, S. A. (2004). Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and*

- Combustion Science*, 30(3), 231–295. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.02.001>
- Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-374501-9.00014-5>
- Krewitt, W., Nienhaus, K., Kleßmann, C., Capone, C., Stricker, E., Graus, W., ... Samadi, S. (2009). Role and potential of renewable energy and energy efficiency for global energy supply. *Climate Change*, 18, 336.
- Latini, A, Campiotti, C., Giagnacovo, G., & Viola, C. (2015). *Melhores práticas para a eficiência energética em processamento de frutos e legumes*.
- Latini, Arianna, Viola, C., & Scoccianti, M. (2014). *Efficient Fruit and Vegetables Processing Plants*.
- Latini, Arianna, Viola, C., Scoccianti, M., & Campiotti, C. A. (2014). *Manual De Eficiência energética em Indústrias de Processamento de frutos e legumes*.
- Lillo, I., Pérez, E., Moreno, S., & Silva, M. (2017). Process Heat Generation Potential from Solar Concentration Technologies in Latin America: The Case of Argentina. *Energies*, 10(3), 383. <https://doi.org/10.3390/en10030383>
- OMIE. (2018). Valores de venda de energia 2018.
- Pereira, P. (2010). *Energia Solar Térmica: Perspectivas do Presente e do Futuro*. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 de 10 Abril. (2013). PNAEE e PNAER 2020. *Diário Da República*, 1ª série(Nº70), 2022–2089.
- Rosa, F. (2012). *Aplicabilidade de coletores solares com tubo evacuado no Brasil*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Retrieved from <http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/62073>
- Schmitt, B. (2016). Classification of Industrial Heat Consumers for Integration of Solar Heat. *Energy Procedia*, 91, 650–660. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.06.225>
- Schweiger, H., Mendes, J. F., Carvalho, M. J., Hennecke, K., & Krüger, D. (2007). Solar heat for industrial processes. In D. Y. Goswami (Ed.), *Advances in Solar Energy* (Vol. 17, pp. 216–260). Retrieved from www.etsap.org-www.irena.org
- Sola, A. V. H., & Mota, C. M. de M. (2015). Melhoria da eficiência energética em sistemas motrizes industriais. *Production*, 25(3), 498–509. <https://doi.org/10.1590/0103-6513.063311>
- Trpezanovski, L., & Dimitrov, D. (2016). Determination of Optimal Modules Number in Photovoltaic Strings for Inverter Power Maximization. In *International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and Technologies ICEST 2016, At Ohrid, Macedonia* (pp. 1–4). Retrieved from http://icestconf.org/wp-content/uploads/icest_2016/08_ESE_O_4_16.pdf

Winter, F. De. (1990). *Solar Collectors, Energy Storage and Materials* (MIT Press). Cambridge.

Zanoli, S. M., Barboni, L., Cocchioni, F., & Pepe, C. (2018). Advanced process control aimed at energy efficiency improvement in process industries. *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology, 2018-Febru*, 57–62.
<https://doi.org/10.1109/ICIT.2018.8352152>